UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS CURITIBA
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA / ELETROTÉCNICA

AMANDA WEN QUAN CHAN
LARISSA CASADEI DE BARROS
MARIANA DE CARVALHO AMATUZZI

ANÁLISE DO DESEMPENHO DO ALIMENTADOR PALMITAL COM O USO DE SECCIONALIZADOR VISANDO A MELHORIA DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2013

AMANDA WEN QUAN CHAN

LARISSA CASADEI DE BARROS

MARIANA DE CARVALHO AMATUZZI

ANÁLISE DO DESEMPENHO DO ALIMENTADOR PALMITAL COM O USO DE SECCIONALIZADOR VISANDO A MELHORIA DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Industrial Elétrica - Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Esp. Romildo Alves dos Prazeres.
Co-orientador: Luiz Fabiano Serapio Ferreira.

CURITIBA

2013

Amanda Wen Quan Chan
Larissa Casadei de Barros
Mariana de Carvalho Amatuzzi

Análise do desempenho do alimentador Palmital com o uso de seccionalizador visando a melhoria dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheira Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 09 de abril de 2013.

____
Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

____
Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Ma.
Coordenadora dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

____
Romildo Alves dos Prazeres, Esp.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

____
Luiz Fabiano Serapio Ferreira, Eng.
Arteche EDC Equipamentos e Sistemas S/A
Co-orientador

BANCA EXAMINADORA

____
Andrea Lucia Costa, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

____
Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

____
Wanderley Szlichta, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica.

AGRADECIMENTOS

A eterna gratidão à Deus pelo Seu amor, por nos guiar nesse caminho e por estar sempre presente em nossas vidas mesmo que estivéssemos distantes.

Depositamos os mais sinceros votos de agradecimentos às nossas famílias e amigos, que de uma forma ou de outra sempre estiveram presentes em nossas vidas, principalmente nos apoiando e dando força nos diversos dias em que nos dedicamos ao presente trabalho.

Agradecemos ao Prof. Esp. Romildo Alves dos Prazeres, pelo interesse em orientar este trabalho, contribuindo com suas correções e opiniões de grande importância.

Agradecemos à Arteche EDC Equipamentos e Sistemas S/A, em nome do Eng. Luiz Fabiano Serapio Ferreira, pela co-orientação deste trabalho, pelo empréstimo do equipamento para a realização do estudo e pela confiança depositada.

Agradecemos à Companhia Paranaense de Energia, em nome de Julio Omori e de Gelson Santos, por acreditar na seriedade do trabalho, pela disponibilização de um local para a instalação do equipamento e pelas informações fornecidas sempre de maneira gentil e prestativa.

Também agradecemos à concessionária XYZ, em nome de Marcelo da Silva Santos, que de forma atenciosa nos enviou informações importantes para este trabalho.

‘’As pessoas que vencem neste mundo são as que procuram as circunstâncias de que precisam e, quando não as encontram, as criam.’’

Bernard Shaw

RESUMO

CHAN, Amanda Wen Quan; BARROS, Larissa Casadei de; AMATUZZI, Mariana de Carvalho. **Análise do desempenho do alimentador Palmital com o uso de seccionalizador visando a melhoria dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica.** 2013. 122 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são avaliadas pela Aneel por meio de indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) e individuais (DIC, FIC e DMIC). Se esses índices ultrapassarem os limites estabelecidos, as distribuidoras são penalizadas através de multas. Portanto, é crescente a busca por novas tecnologias e ferramentas que visam minimizar a incidência de interrupções e a duração destas de forma a melhorar a qualidade no fornecimento da energia elétrica. Nesse contexto, o seccionalizador é um equipamento que possibilita a abertura de um circuito elétrico sob falta, permitindo diferenciar uma falta transitória de uma permanente a fim de isolar a seção da falta. Desse modo, evita-se o desligamento de todo o alimentador prejudicando o menor número de consumidores possíveis. O objetivo desse trabalho de conclusão de curso é analisar o desempenho do seccionalizador instalado no alimentador Palmital do conjunto Pinhais pertencente à Copel, como solução técnica para a redução da falta de energia na região e consequente redução dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica. Para tal análise, foram consideradas duas situações: uma situação antes da instalação do Secc e outra situação para depois do Secc. Esta divisão foi necessária para avaliar a evolução ou não do DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC decorrente da instalação do equipamento.

Palavras-chave: Indicadores de continuidade. Seccionalizador. Qualidade de energia. Interrupções.

ABSTRACT

CHAN, Amanda Wen Quan; BARROS, Larissa Casadei de; AMATUZZI, Mariana de Carvalho. **Performance's analysis of the Palmital feeder with the use of sectionalizer aiming to improve the electric energy supply continuity indicators.** 2013. 122 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

The concessionaires of electric energy distribution are evaluated by Aneel through the collective (DEC and FEC) and individuals (DIC, FIC and DMIC) continuity indicators. If these indicators exceed the established limit values, the electric power distributors are punished with fines. Therefore, it is growing the search for new technologies and tools that minimize the interruptions and its duration in way to improve the electricity supply quality. In this context, the sectionalizer is an equipment that allows the opening of an electric circuit in fault, enabling the differentiation of a transitory fault from a permanent one in order to isolate the faulty section. In this way, the power down of feeding system is avoided and a less number of consumers is affected. The purpose of this graduation conclusion work is to analyze the performance of the sectionalizer installed in the Palmital feeder from Pinhais set belonging to Copel, as a technical solution to reduce the power outage in the region and resulting reduction of the electric energy supply continuity indicators. For this analysis two situations were considered: one scenario before the Secc's installation and the other scenario after this installation. This division was necessary to evaluate the evolution or not of DEC, FEC, DIC, FIC and DMIC due to the equipment's installation.

Keywords: Continuity indicators. Sectionalizer. Energy quality. Interruptions.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE QUADRO

LISTA DE GRÁFICOS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SIGLAS

BT	Baixa tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RA	Religador Automático
RD	Rede de Distribuição
SE	Subestação
SFE	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
TC	Transformador de Corrente

LISTA DE ACRÔNIMOS

AL	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DSMCBN	Departamento de Serviços e Manutenção Curitiba Norte
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SECC	Seccionalizador
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO

Todas as concessionárias de distribuição procuram um fornecimento de energia confiável, seguro, contínuo e econômico para os seus consumidores.

A qualidade no fornecimento de energia elétrica, no sentido mais amplo do conceito, é avaliada sob quatro principais aspectos: continuidade de fornecimento, distorção harmônica, faixa de frequência e faixa de tensão. O fornecimento ideal ocorreria se todos os consumidores fossem atendidos sem nenhuma interrupção, com a forma de onda de tensão perfeitamente senoidal e sem regulação de frequência e tensão, ou seja, frequência e tensão nominais. (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO ELETROBRÁS, 1982, p. 19)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que tem como funções regular e fiscalizar todo o setor elétrico nacional, define indicadores de continuidade para garantir a qualidade do fornecimento de energia. Se os mesmos não forem cumpridos, a distribuidora de energia elétrica deve compensar financeiramente os consumidores prejudicados por meio de deduções no valor da conta de energia.

No âmbito da continuidade de serviço, a Aneel avalia as distribuidoras por meio de indicadores coletivos e individuais, sendo estes definidos por períodos mensais, trimestrais ou anuais. O índice coletivo chamado DEC é responsável pela determinação da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, assim como o FEC é responsável pela frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora. Já os denominados DIC, FIC e DMIC são índices individuais que determinam a duração, frequência e duração máxima de interrupção por unidade consumidora, respectivamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000). Estes índices de continuidade exigidos pela Aneel fazem com que as concessionárias busquem sempre novas tecnologias e ferramentas de análise e diagnóstico de desempenho de redes para a proposição de soluções e melhorias de qualidade de fornecimento de energia.

Os índices individuais de continuidade podem ser conferidos pelos consumidores em sua fatura de energia, ou pode solicitá-los por telefone. No

caso da Companhia Paranaense de Energia (Copel), os mesmos são intitulados “Indicadores de Qualidade”, como pode ser observado na fatura para clientes de baixa tensão (BT), mostrado na Figura 1.
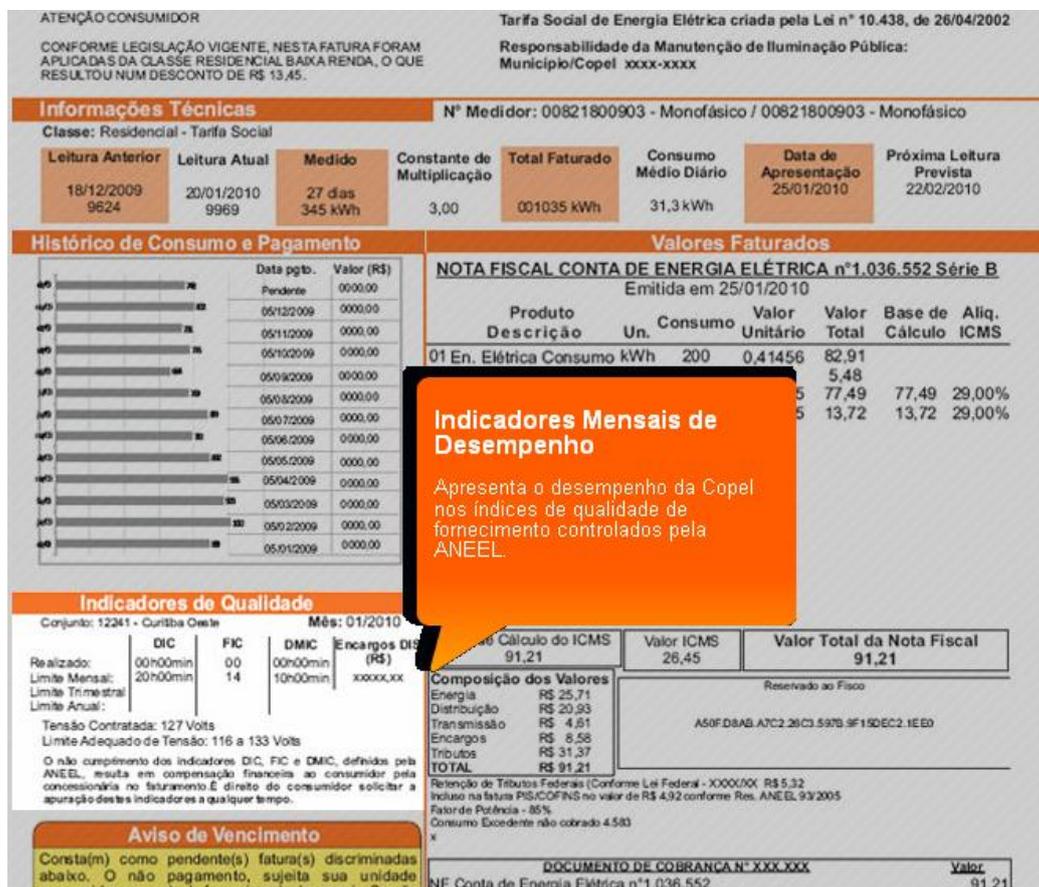
Figura 1: DIC, FIC e DMIC na fatura de consumidores de BT da Copel.
Fonte: Copel (2011).

Com o intuito de melhorar a qualidade do fornecimento e de evitar multas indesejáveis, as concessionárias de energia dão fundamental importância para a automação de suas redes de distribuição. Esta automação implica em menos consumidores atingidos por interrupções e/ou em um menor tempo de duração das mesmas, tornando as redes mais confiáveis e colaborando para a melhoria dos índices de continuidade de energia. Este fato pode ser comprovado pelo histórico dos indicadores de desempenho, os quais mostram que atualmente em 18 horas/ano cada consumidor fica sem fornecimento. Antes da criação da Aneel (em 1996), esse número chegava a 26 horas/ano, totalizando 21 interrupções (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011). Os valores atuais ainda são muito altos, o que indica que se

deve ter maior preocupação com o setor de distribuição, acarretando maiores investimentos neste.

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica é o nome dado ao conjunto de equipamentos responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores ligados numa rede de distribuição. A necessidade de que a energia elétrica seja fornecida a todos os consumidores de uma forma contínua e com qualidade faz com que estes sistemas apresentem uma topologia própria de cada concessionária. O fornecimento da energia elétrica é proveniente das subestações e por meio de redes de distribuição, também chamadas de alimentadores, chega até os consumidores. No caso deste estudo, estas redes são trifásicas radiais com tensão de 13,8 kV. Ramificações no alimentador podem ser necessárias para que consumidores mais afastados do seu trajeto possam ser beneficiados. Um alimentador qualquer pode abranger tanto a área urbana como a rural no seu percurso, e possuir várias ramificações as quais podem ser tanto trifásicas quanto monofásicas.

Os alimentadores são constituídos de cabos aéreos não isolados instalados em postes junto às ruas e avenidas. Devido a esse tipo de constituição, o número de acidentes e defeitos que resultam em curto-circuitos na rede causam desligamentos indesejáveis para a concessionária. Além disso, essas ocorrências fazem com que as concessionárias desloquem as equipes de manutenção que executarão a busca pelo ponto de ocorrência do defeito na rede alimentadora. Em função da topologia radial dos alimentadores de um sistema de distribuição, um grande número de consumidores pode permanecer sem fornecimento de energia elétrica após a atuação do sistema de proteção. Com essas ocorrências, as equipes de manutenção devem agir mais rapidamente, diminuindo o tempo na localização do ponto da ocorrência da falta, de modo a aumentar a qualidade do sistema e reduzir custos com as multas decorrentes dos desligamentos. O tempo e a frequência com que um dado conjunto de consumidores permanece sem fornecimento de energia elétrica é medido ao longo do mês e com isso são calculados os indicadores de continuidade adotados pela Aneel. Em função destes índices, a concessionária de distribuição de energia elétrica pode ser penalizada através de multas.

Um equipamento ainda pouco utilizado nas linhas de distribuição, chamado de seccionalizador (Secc), pode ser considerado uma das

alternativas para melhorar os indicadores de continuidade. O Secc é um equipamento que possibilita a abertura de um circuito elétrico sob falta, permitindo diferenciar uma falta transitória de uma permanente a fim de isolar a seção da falta (ARTECHE, 2005, p. 2). Este equipamento opera junto com um equipamento de proteção à montante dotado da função 79 (religamento), geralmente um religador automático (RA). O Secc detecta a corrente de curto e a ausência de tensão causada pela atuação do equipamento de proteção à montante e muda o estado do seu contador de operações, ficando programado para abrir seus contatos após a penúltima tentativa de religamento do RA. Desta forma, quando o religador efetuar a última tentativa, a área de falta já estará isolada por meio do Secc. Portanto, todos os consumidores situados à montante da falta ou em outras ramificações da linha ficarão isentos de um corte definitivo no fornecimento, como mostrado na Figura 2. Estes consumidores somente estarão sujeitos às pequenas interrupções ocasionadas pela atuação do RA em instantes de curto circuito.
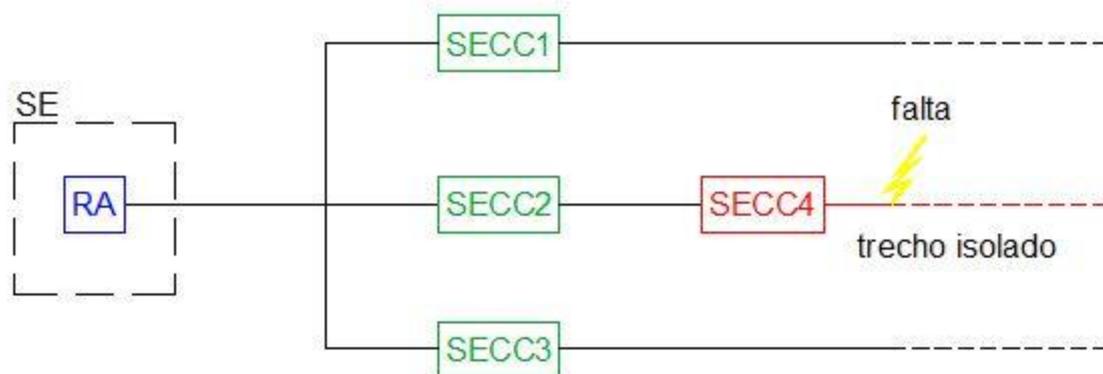
Figura 2: Exemplo de rede de distribuição em falta com atuação do Secc.
Fonte: As autoras.

1.1. TEMA

O presente trabalho fará uma análise dos índices de continuidade de fornecimento (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC) em um alimentador onde foi instalado um seccionalizador para a proteção, fazendo uma comparação com o seu desempenho antes de sua instalação.

1.1.1. Delimitação do tema

Este trabalho consiste na instalação e posterior análise do desempenho de um seccionalizador nas ramificações do alimentador Palmital, localizado no Conjunto Pinhais. Segundo Vialich, Santos e Marucco (2011, p. 107), este alimentador pertencente à Copel obteve em 2010 a posição de número 44 dentre os 63 no ranking dos alimentadores do Departamento de Serviços e Manutenção Curitiba Norte (DSMCBN).

O alimentador Palmital possui 43,9 km de rede e 5.928 consumidores, sendo a Subestação Pinhais a responsável por sua alimentação (SANTOS, Gelson, 2012b). Assim, visando minimizar a incidência de interrupções e a duração destas no fornecimento de energia, o seccionalizador foi instalado em um ponto estratégico definido junto com a concessionária, o qual é indicado no diagrama unifilar do alimentador mostrado na Figura 3. Instalado neste local, o Secc atende cerca de 55 % dos consumidores alimentados pelo Palmital.
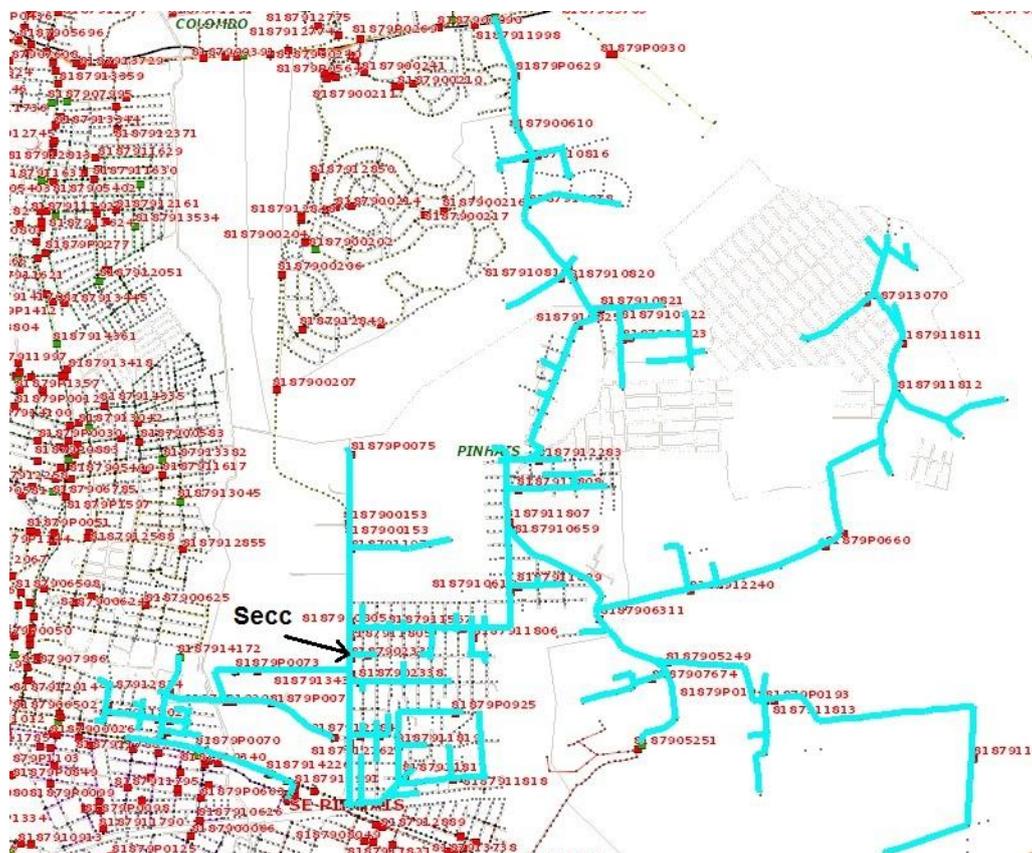
Figura 3: Unifilar do alimentador Palmital.
Fonte: Adaptado de SANTOS, Gelson (2012c).

1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS

Os principais problemas ocasionados pela interrupção no fornecimento de energia elétrica, tanto para o consumidor residencial quanto para o consumidor industrial, e principalmente para a concessionária, são:

- as multas pagas pela distribuidora de energia elétrica aos clientes para compensá-los financeiramente;
- as muitas interrupções/desligamentos, que causam insatisfação dos clientes, desconforto e até prejuízos no processo produtivo no caso de clientes industriais (SALMAZO; SUCHEVICZ; TONETTI, 2007);
- gastos excessivos com manutenção corretiva, deslocamentos de equipes técnicas até o local da falta, gastos com materiais e equipamentos.

Com a instalação do seccionalizador, a área afetada pela falta poderia ser isolada evitando o desligamento de todo o alimentador e prejudicando o menor número de consumidores possíveis. Isso acarretaria uma melhora da qualidade do fornecimento e aumentaria o grau de confiabilidade, pois a incidência e duração de interrupções minimizariam. Além disso, os prejuízos e as multas pagas pela concessionária reduziriam significativamente.

O problema que se pretende resolver, ou para o qual se pretende indicar possíveis soluções, é a grande quantidade de desligamentos acidentais e a duração destes no alimentador Palmital. Estes fatos fazem com que a distribuidora de energia elétrica local tenha muitos gastos com compensações financeiras aos clientes, os quais podem ser em grande parte evitados com a automação de Redes de Distribuição (RDs).

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo geral

Analisar o desempenho do seccionalizador instalado no alimentador Palmital, como solução técnica para a redução da falta de energia na região e consequente redução dos índices DIC, FIC e DMIC.

1.3.2. Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral, alguns objetivos pontuais deverão ser atendidos, os quais estão citados abaixo:

- providenciar a instalação do Secc, por meio de uma empresa especializada, no alimentador Palmital;
- descrever as características técnicas e o princípio de funcionamento do Secc;
- comparar teoricamente o Secc com outros equipamentos de proteção, tais como o RA;
- elaborar a fundamentação teórica em relação aos indicadores de continuidade e à coordenação/seletividade das proteções do alimentador;
- coletar dados fornecidos pela Copel referentes às atuações do Secc;
- listar as interrupções ocorridas no alimentador Palmital durante a permanência do Secc na linha;
- comparar o cenário anterior com o cenário de utilização do Secc (atual), analisando a quantidade de ocorrências de desligamento do alimentador e os índices de desempenho controlados pela Aneel;
- analisar a viabilidade do Secc nos ramais como solução para os problemas de desligamento.

1.4. JUSTIFICATIVA

A qualidade na prestação de serviços das empresas do setor elétrico brasileiro baseia-se em manter o fornecimento de energia elétrica de forma constante com alto grau de confiabilidade. Essa qualidade aliada à demanda atual do país exige um sistema elétrico cada vez menos sujeito a falhas. A proposta deste trabalho visa a melhoria desse sistema, com a automatização das linhas de distribuição utilizando o seccionalizador, que possibilita a redução na quantidade e tempo de interrupções do sistema, isolando a área de falta.

De acordo com Salmazo, Suchevicz e Tonetti (2007, p. 19), os curtos-circuitos que ocorrem em uma rede de distribuição são muitas vezes oriundos de galhos de árvores que tocam as fases, pássaros que fazem moradias nas estruturas, descargas atmosféricas e outras intempéries, como chuvas e vendavais, fazendo com que toda a região sofra a falta de energia mesmo que isso ocorra em uma extremidade do alimentador. Com o seccionalizador instalado em algumas ramificações, evita-se que a cada curto o religador localizado nas subestações desligue todo o sistema, afetando assim o mínimo de clientes possíveis. Isto poderá contribuir para a redução dos indicadores DEC e FEC, e DIC, FIC e DMIC, pois os mesmos são diretamente proporcionais ao número de consumidores atingidos, como pode ser observado abaixo.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ca(i) \times t(i)}{Cc} \tag{1}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ca(i)}{Cc} \tag{2}$$

- Ca(i) = número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração.
- t(i) = duração de cada evento (i), no período de apuração.
- i = índices de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras.

- k = número máximo de eventos no período considerado.
- Cc = número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

$$DIC = \sum_{i=1}^{n} t(i) \quad (3)$$

$$FIC = n \quad (4)$$

$$DMIC = t(i)max \quad (5)$$

- i = índice de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão, no período de apuração, variando de 1 a n.
- n = número de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração.
- t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração.
- t(i)max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção(i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas.

Com a redução das ocorrências de desligamento evitam-se maiores prejuízos às concessionárias, que como já mencionado, pagam multas deduzidas na fatura dos consumidores. A multa paga pela Copel de acordo com Vialich, Santos e Marucco (2011, p. 105) chegou a 1,82 R$/consumidor no conjunto Pinhais no ano de 2010.

Os prejuízos com as interrupções para consumidores residenciais geralmente não acarretam danos financeiros, mas sempre afetam a satisfação destes clientes perante a concessionária, mesmo que a causa da falta não seja um problema técnico. Quando se trata de consumidores industriais, geralmente atendidos em média tensão, os danos não se restringem ao desconforto de ficar sem energia elétrica. O corte no fornecimento prejudica o processo produtivo da indústria e pode gerar prejuízo ao consumidor.

O alimentador Palmital atende áreas urbanas e rurais, sendo responsável também pela alimentação de algumas indústrias. Caso o uso dos Seccs instalados à montante da área rural trouxesse a melhoria esperada nos

indicadores de continuidade, o gasto com multas para a concessionária teria considerável redução, levando em consideração o consumo dos clientes desse trecho da RD.

Outro fato que motivou a elaboração desta proposta é o pouco conhecimento do seccionalizador por parte de profissionais da área elétrica, ocasionado provavelmente pela pouca quantidade deste equipamento em operação nas RDs. Segundo Duarte (2008, p. 42), os Seccs podem ser mais econômicos em detrimento de elos fusíveis, não só pela redução no gasto com o deslocamento de equipes técnicas até o local da falta para efetuar a manutenção corretiva, mas também pela diminuição do gasto com material a cada nova atuação do equipamento de proteção.

Os RAs também podem ser usados como Seccs, mas não é o melhor uso para este equipamento tanto em relação ao tamanho/robustez quanto ao custo, devido ao fato de que vários equipamentos devem ser instalados ao longo da RD (principalmente em derivações).

1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Em função dos dados fornecidos pelo setor de manutenção, a primeira etapa foi estudar junto às equipes deste setor na Copel o melhor local para instalação do Secc, procurando isolar as áreas de maior incidência de faltas e áreas com consumidores importantes.

A segunda etapa foi a instalação do seccionalizador na RD do Conjunto Pinhais, no alimentador Palmital.

A terceira etapa foi o acompanhamento das situações de falta no circuito, para que fosse possível a coleta de dados (quantidade de consumidores atingidos, duração das interrupções, número de vezes da ocorrência de desligamentos).

A fundamentação teórica referente aos índices de continuidade foi buscada em livros, artigos técnicos, sites de entidades governamentais (Aneel, por exemplo), entre outros. Já a teoria sobre o Secc, sobre sua utilização para a redução dos indicadores DEC e FEC e também vantagens econômicas em

relação ao uso de outros equipamentos de proteção, foi procurada basicamente em trabalhos de conclusão de curso, dissertações de mestrado e artigos científicos, pois ainda é escassa a bibliografia oriunda de livros sobre este assunto.

Na última etapa, com os dados dos instantes de falta coletados e com base na fundamentação teórica desenvolvida, efetuou-se uma análise do ponto de vista técnico a fim de que se pudesse concluir se o uso do Secc no alimentador Palmital reduziu os índices de continuidade. A comparação entre o novo cenário com a situação do alimentador sem o uso do Secc e também a análise técnica deste novo cenário se baseou em dados fornecidos pela concessionária.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este Trabalho de Conclusão de Curso apresenta a seguinte estrutura:

Capítulo 1 – Introdução com apresentação e delimitação do tema, problemas e premissas, objetivo geral, objetivos específicos, justificativa e procedimentos metodológicos.

Capítulo 2 – Proteção das RDs: contextualização da distribuição dentro do Sistema Elétrico de Potência (SEP) e sua conceituação; equipamentos de proteção de uma RD; automação das proteções de uma RD.

Capítulo 3 – Qualidade no fornecimento de energia elétrica: compromisso das concessionárias com a qualidade no fornecimento; índices de continuidade coletivos (DEC/FEC) e individuais (DIC/FIC/DMIC); punições quando há o descumprimento das exigências da Aneel.

Capítulo 4 – O seccionalizador: definição; princípio de funcionamento; coordenação entre as proteções (religador, seccionalizador, chave fusível); vantagens do seu uso em relação a outros equipamentos de proteção.

Capítulo 5 – Desenvolvimento do trabalho: características físicas e elétricas do alimentador e do conjunto, instalação do seccionalizador no alimentador Palmital, coleta de dados referentes às atuações do Secc, relato

das interrupções ocorridas, desempenho do seccionalizador instalado no alimentador Palmital, comparativo entre os cenários (sem e com a instalação do seccionalizador) e exemplo de outro alimentador com o uso do Secc.

Capítulo 6 – Considerações finais: parecer quanto à viabilidade da instalação do seccionalizador como solução para os problemas de desligamento, sugestões para trabalhos futuros.

Referências.

Anexos.

.

2. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA – DISTRIBUIÇÃO

O Brasil, devido sua enorme extensão, teve a necessidade de desenvolver um extenso sistema de transmissão de energia, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). Este sistema tem como objetivo interligar os consumidores aos centros de geração de energia, aproveitando da forma mais adequada o excedente de produção em uma localidade e abastecendo as regiões com escassez de energia (COVRE, 2011, p. 10).

O sistema elétrico de potência compreende todas as instalações e equipamentos responsáveis pelos subsistemas de Geração, Transmissão, Distribuição e o Consumidor. Segundo Covre (2011, p. 10), as subestações, presentes em todos esses subsistemas, são de fundamental importância para a interligação do SIN e importantes para manter a continuidade e qualidade da distribuição da energia elétrica.

2.1. SUBESTAÇÕES

A geração de energia elétrica no Brasil em sua maior parte é provida das usinas hidrelétricas, que se localizam afastadas dos consumidores finais. As subestações elétricas permitem que esta energia seja encaminhada adequadamente e em tensões compatíveis com as necessidades dos consumidores, industriais ou residenciais. Para Prazeres (2008, p. 119), as subestações,

> Podem ser definidas como um conjunto de equipamentos destinados a transformar e regular as tensões geradas ou transportadas, permitir a operação segura das partes componentes do sistema, eliminar ou reduzir as faltas e permitir o estabelecimento de alternativas para o suprimento (o mais contínuo possível) da energia elétrica.

A classificação das subestações pode ser feita por diferentes critérios como, por exemplo, a função a qual são destinadas (PRAZERES, 2008, p. 120):

- transformação: converte a energia elétrica em níveis compatíveis com a transmissão ou subtransmissão, podendo ser uma Subestação Elevadora ou Abaixadora, localizadas próximas aos centros de geração e centros de cargas, respectivamente;
- regulação: permite a regulação da tensão em níveis adequados, garantindo a qualidade no fornecimento da energia;
- manobra: permite conectar ou desconectar equipamentos do sistema elétrico, controlando o fluxo de energia elétrica;
- conversoras: são subestações inversoras e retificadoras, que alteram frequência ou transformam a corrente alternada em contínua, e vice-versa.

2.1.1. Componentes de uma subestação

Uma subestação é composta por equipamentos/componentes que executam funções de transformação, regulação, chaveamento, entre outras.

- Barramentos: são as conexões feitas entre as linhas de transmissão ou distribuição, recebendo energia elétrica de uma ou mais fontes e distribuindo-as para as cargas (PRAZERES, 2008, p. 124). Os barramentos possuem diferentes arranjos, podendo ser simples, duplo, radial ou principal e de transferência. Este último é o mais utilizado (Figura 4) e, de acordo com Sousa (2007, p. 13), a existência de dois barramentos ligados por um disjuntor de transferência possibilita a manutenção dos equipamentos sem a interrupção do sistema;
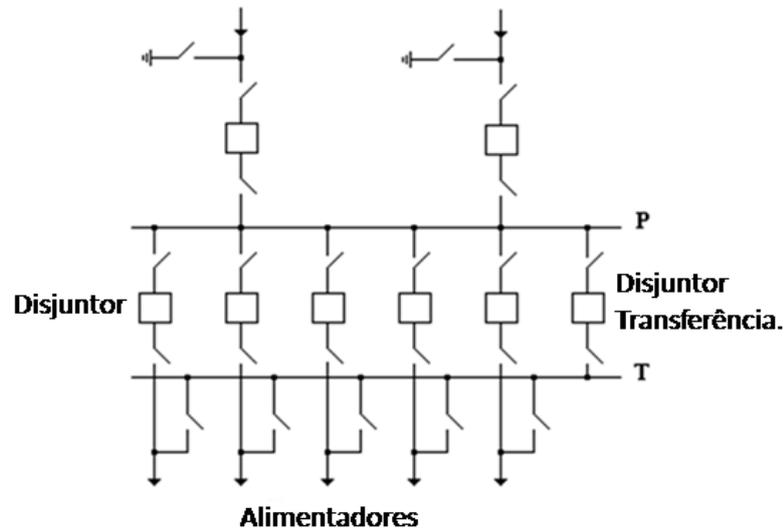
Figura 4: Barramento principal e de transferência.
Fonte: Bozzi; Silva, 2011, p. 8.

- disjuntor: são dispositivos eletromecânicos onde sua principal função é a rápida interrupção de um circuito, inclusive em condições anormais de corrente ou tensão, a fim de evitar possíveis danos aos equipamentos (SOUSA, 2007, p. 26). Os tipos mais utilizados são os disjuntores a óleo (Figura 5) e gás SF6;

Figura 5: Disjuntor de grande volume de óleo.
Fonte: Bozzi; Silva, 2011, p. 20.

- chaves seccionadoras: são destinadas a isolar equipamentos ou trechos de circuitos, podendo operar apenas sem carga;

- chave fusível de força: empregadas geralmente para a proteção de barramentos, transformadores, banco de capacitores. O elo fusível é fundido quando percorrido por uma corrente superior a sua capacidade, interrompendo o circuito elétrico (ALMEIDA, 2000, p.12);
- religador automático: equipamento de proteção capaz de interromper o sistema, em caso de curto-circuito, e religá-lo automaticamente um número de vezes programado (no máximo quatro). Assim, evita-se o desligamento dos circuitos em caso de faltas transitórias. Os RAs são instalados nas saídas dos alimentadores das subestações e, segundo Martins (2010, p. 22), “em ramais importantes, trechos sujeitos às descargas atmosféricas e trechos arborizados”;
- transformador de força: possibilita alterar os valores da tensão com o objetivo de conseguir menores custos no transporte da energia elétrica e também adequá-los aos limites requeridos pelos consumidores. Os tipos de transformadores de força são os de dois ou mais enrolamentos e o autotransformador (SOUSA, 2007, p. 16);
- transformadores de instrumentos: os transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP) são utilizados para possibilitar a medição de grandezas como tensão, corrente, potência, entre outros. Os medidores e relés de proteção são alimentados por correntes e tensões provenientes desses transformadores (SOUSA, 2007, p. 21);
- pararraio: é um dispositivo de proteção dos circuitos e equipamentos contra descargas atmosféricas, evitando sobretensões nos mesmos.

2.2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA

O fornecimento da energia elétrica aos consumidores é feito através das subestações e redes de distribuição. Assim, a qualidade do fornecimento de energia depende do funcionamento adequado destes sistemas (MARTINS, 2010, p. 13). Desta forma, as concessionarias vêm buscando cada vez mais por melhorias principalmente no sistema de distribuição, pois segundo Ferreira

(2010, p.1), esse sistema é responsável por 80% das falhas que prejudicam a confiabilidade do sistema elétrico.

As Redes de Distribuição Aérea (RDA) fazem parte do sistema de distribuição, localizadas geralmente em perímetro urbano e classificadas em redes primárias ou secundárias.

2.2.1. Rede primária

Segundo Prazeres (2008, p. 5), os alimentadores primários são circuitos individuais que fazem parte da rede primária de distribuição. Essas redes iniciam-se no pórtico de uma SE de distribuição e alimentam os transformadores de distribuição e consumidores ligados em alta tensão. Apresentam tensões nominais de 13,8 kV e 34,5 kV.

Os alimentadores apresentam basicamente dois tipos de configurações (PRAZERES, 2008, p.7):

- anel ou radial com recurso: é aquela onde o alimentador sai do barramento de uma subestação, retornando para a mesma ou outra, existindo a interligação desses alimentadores, como mostra a Figura 6. Oferece maior confiabilidade e continuidade no sistema, mas apresenta um custo elevado;
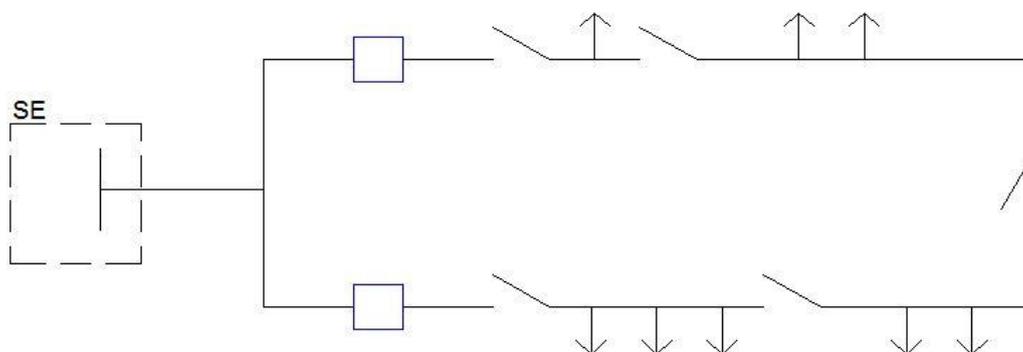
Figura 6: Configuração alimentador em anel.
Fonte: As autoras.

- radial simples: o fluxo de energia apresenta apenas um sentido, da subestação para as cargas, como mostrado na Figura 7. Apesar de pouco confiável, é a configuração mais utilizada por apresentar um baixo custo e facilidade na sua instalação. O alimentador é seccionado em diversos pontos com dispositivos de proteção como chaves fusíveis, disjuntores e seccionalizadores.
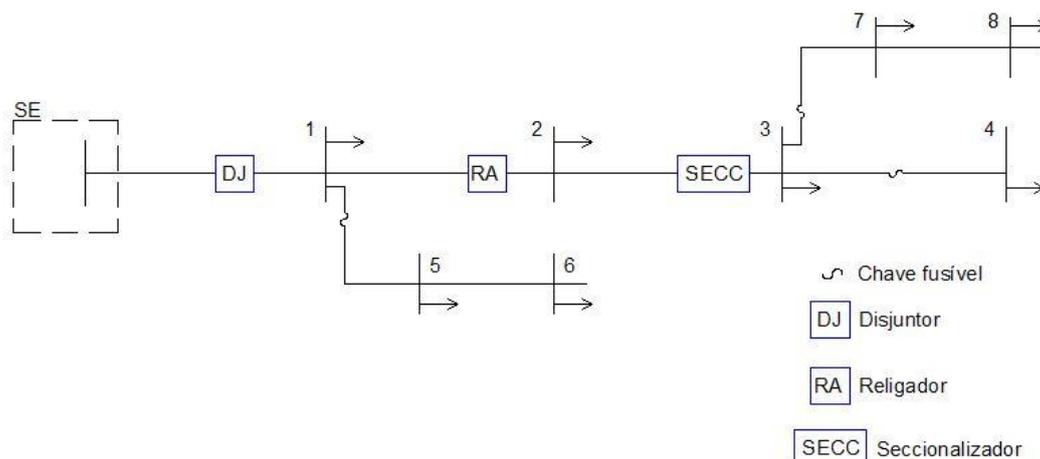
Figura 7: Configuração alimentador radial simples.
Fonte: As autoras.

Com o intuito de melhorar a qualidade do fornecimento de energia do sistema radial simples, chaves abertas são dispostas em determinados pontos da rede possibilitando a troca temporária de carga com outras subestações ou alimentadores (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 1).

O circuito principal de um alimentador é denominado tronco, possuindo condutores e bitolas mais espessos que os demais circuitos e, as derivações deste são chamadas de ramais ou ramais laterais (FERREIRA, 2009, p.20).

Quanto à instalação dos condutores do alimentador, a rede pode ser aérea ou subterrânea. Esta última é utilizada geralmente em centros urbanos populosos, com elevada concentração de carga. Como os condutores não estão expostos às condições ambientais e humanas, há pouca ocorrência de falha no sistema. Porém, a rede aérea exige menor custo de instalação e tempo de reparo, se comparada à rede subterrânea, sendo por isso a mais utilizada (FERREIRA, 2009, p.20).

A rede aérea convencional é a configuração mais encontrada, sendo caracterizada pela utilização de condutores nus, como mostrado na Figura 8.

Figura 8: Rede primária de distribuição.
Fonte: As autoras.

Uma das medidas preventivas utilizada, com objetivo de diminuir os curtos-circuitos ocasionados pelos contatos dos condutores entre si, é a instalação dos afastadores de condutores de rede primária (Figura 9). Segundo Vialich, Santos e Marucco (2011, p. 42), esses afastadores são constituídos de material isolante, sendo seu núcleo composto por espuma de poliuretano e a superfície externa de polietileno. São amarrados com fios de amarração ou tentos de cabos.
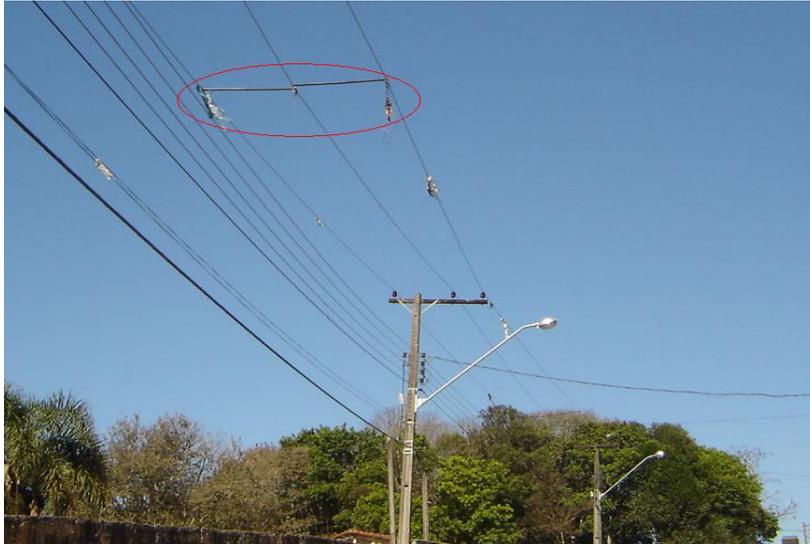
Figura 9: Afastadores de rede primária.
Fonte: VIALICH; SANTOS; MARUCCO, 2011, p. 42.

As redes aéreas convencionais vêm sendo substituídas pela rede compacta protegida, onde os condutores são cobertos por uma camada de polietileno, fixados em um espaçador losangular. Os espaçadores utilizados são também de material plástico e distantes de 8 a 10 metros uns dos outros, como mostrado na Figura 10. A sustentação dessa estrutura é feita por um cabo de aço, denominado cabo mensageiro, e são fixados no poste através de uma ferragem (PRAZERES, 2008, p.71).

Esta rede requer um espaço bastante reduzido para sua instalação, diminuindo consequentemente a área da poda das árvores. Segundo Prazeres (2008, p.72) esta área “é cerca de vinte vezes menor que o correspondente às redes convencionais”.

Figura 10: Espaçador losangular.
Fonte: As autoras.

2.2.2. Rede secundária

A alimentação dos consumidores ligados em baixa tensão, e também das luminárias localizadas nos postes, é feita através da rede secundária, que tem seu início no secundário do transformador de distribuição (PRAZERES, 2008, p.19). Este transformador abaixa a tensão da rede primária para níveis entre 220 V e 380 V.

Nos postes em que existem a rede primária e secundária, esta última se localiza abaixo do circuito primário, sendo o neutro o condutor localizado no topo, seguido pelas fases.

2.2.3. Equipamentos de proteção

Os sistemas elétricos estão sujeitos a diversas perturbações, assim é necessário um eficiente sistema de proteção que seja capaz de detectar anomalias, de maneira que esta possa ser isolada ou removida, afetando o mínimo possível no fornecimento de energia aos consumidores (MARTINS, 2010, p. 13).

De acordo com Souza (2008, p.26), um sistema de proteção deve ser capaz de isolar a menor parte possível do sistema em caso de falta ou curto-circuito e no menor tempo possível para que não haja danos nos equipamentos elétricos. Para isso, é necessário que possua as seguintes características (ALMEIDA, 2000, p. 1-1):

- confiabilidade: capacidade de operar corretamente sob qualquer condição de operação do sistema;
- seletividade: o equipamento é capaz de selecionar as condições em que deve atuar, evitando o desligamento desnecessário de consumidores;
- sensibilidade: capacidade de resposta às anormalidades ao ultrapassar a condição mínima de uma grandeza na qual o equipamento é sensível (deve atuar);
- velocidade: a proteção deve atuar, extinguindo os defeitos, no menor tempo possível para que os equipamentos não sejam prejudicados.

De modo geral, os sistemas de proteção são compostos por uma proteção principal e outra de retaguarda, garantindo a funcionalidade da proteção mesmo em casos de falha de algum equipamento.

As proteções de linhas aéreas são classificadas em dois aspectos: proteção de linhas e proteção de equipamentos. Segundo Giguer (1988, p.66),

> A proteção de linha é aquela na qual os dispositivos de proteção são dimensionados com a finalidade de proteger os circuitos primários ou secundários contra correntes de faltas ou sobrecargas [...]. A proteção de equipamentos visa exclusivamente o equipamento, evitando sua danificação por correntes de curto-circuitos, por defeitos internos, por sobrecargas, ou por descargas atmosféricas.

A seguir serão descritos alguns dispositivos utilizados para a proteção das linhas em redes de distribuição aérea.

2.2.3.1. Chave fusível de distribuição

Estas chaves são utilizadas em sistemas de distribuição apresentando características inerentes a este, como suas tensões nominais e construção mecânica para montagens em cruzetas (ALMEIDA, 2000, p. 2-1). As demais classificações e características são comuns tanto às chaves fusíveis de força quanto às de distribuição.

Seu princípio de funcionamento consiste na fusão do elo fusível, quando este for percorrido por uma corrente superior a sua capacidade, interrompendo assim o circuito e isolando o trecho de falta do sistema.

Os principais elementos desta chave podem ser vistos na Figura 11.
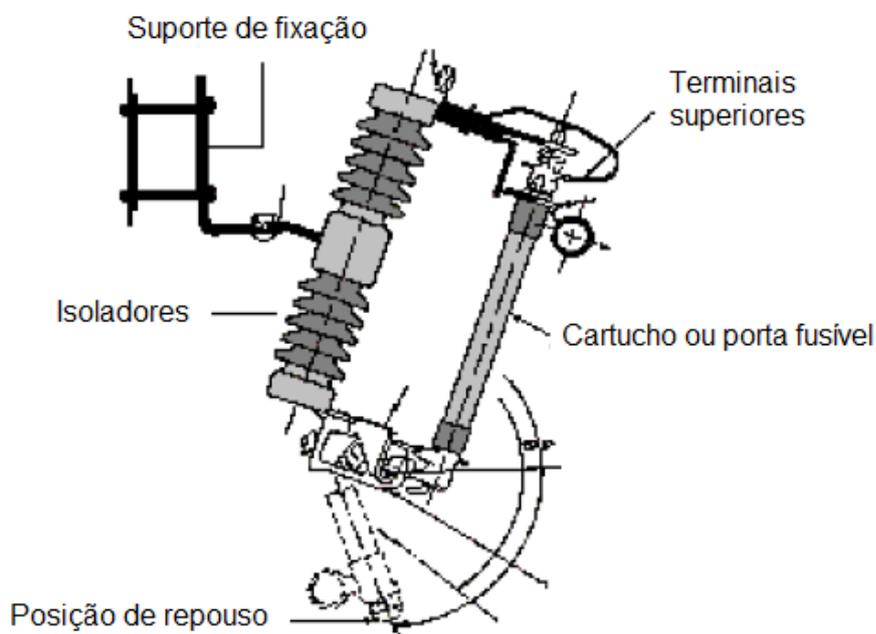
Figura 11: Chave fusível.
Fonte: Adaptado de PARADELO JUNIOR (2006).

O elemento fusível é constituído de chumbo ou liga de estanho, dependendo da tensão em que é utilizado. O tempo de fusão deste em função

da corrente é determinado de acordo com o diâmetro e comprimento do elemento fusível (PARADELO JUNIOR, 2000, p. 9).

O porta fusível, ou cartucho, é constituído de fibra de vidro com revestimento interno de fibra óssea. Quando o elo fusível se funde formam-se os arcos elétricos que, ao queimarem a fibra óssea geram os gases desionizantes (hidrogênio e monóxido de carbono), responsáveis pela extinção do arco elétrico (CARVALHO, 2010, p. 23).

Segundo Paradelo Junior (2000, p. 7), os isoladores constituídos de porcelana vitrificada, que suportam a abertura e fechamento da chave, são destinados a isolar a chave fusível.

As principais desvantagens deste equipamento é o fato de não distinguir uma falta permanente da transitória e, como a troca do elo fusível deve ser feita manualmente, o tempo em que o sistema fica interrompido é grande quando comparado aos outros dispositivos de proteção (CARVALHO, 2010, p. 23).

2.2.3.2. Religador

De acordo com Paradelo Junior (2006, p. 18), a maior parte das faltas ocorridas nas redes aéreas são transitórias. Assim, torna-se indispensável a utilização do religador nas redes, pois ao detectar uma falta, este equipamento realiza automaticamente uma sequência de desligamentos e religamentos. Com isto, evita-se que para uma falta temporária os consumidores fiquem sem energia e que a equipe de manutenção tenha que se deslocar até o local para religar a rede.

Este equipamento, ao detectar uma sobrecorrente, interrompe o circuito, religando-o após um tempo pré-determinado, chamado de tempo morto ou tempo de religamento. O religador pode ser ajustado para operar, no máximo, em 4 disparos. Caso o ciclo dos 3 religamentos se complete sem que a causa da falta seja eliminada, este é disparado então uma última vez, entrando em disparo definitivo, deixando o circuito aberto (ALMEIDA, 2000, p. 4-2).

Na Figura 12 pode ser visto o ciclo de operação do religador, onde a ordem das sequências de operações, rápidas ou lentas, é ajustada na unidade de controle do equipamento.
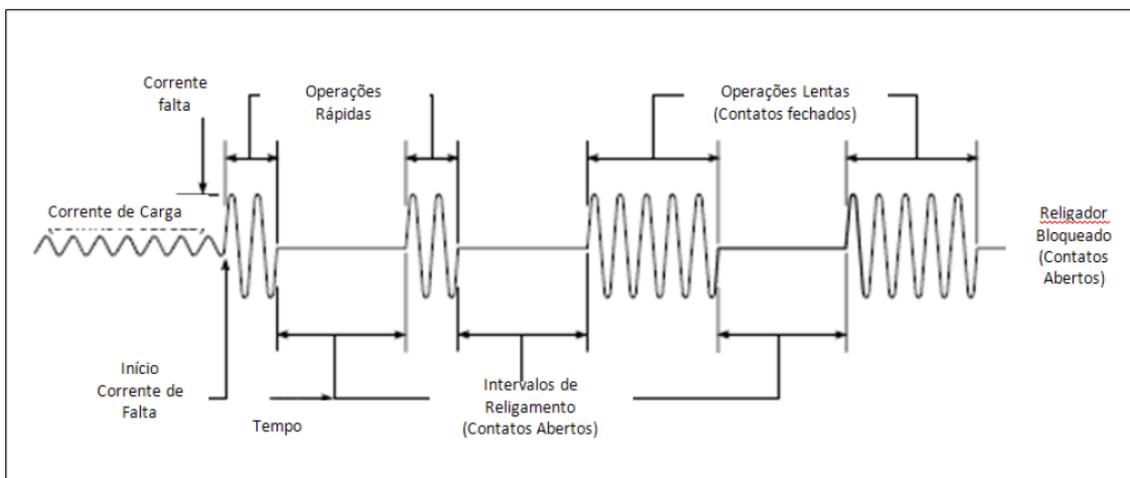
Figura 12: Ciclos de operação do religador.
Fonte: CARVALHO, 2010.

Os meios mais utilizados para extinguir o arco elétrico, provenientes do chaveamento de circuitos em curto-circuito ou carga, são o óleo isolante, a câmara de vácuo e o gás SF6 (ALMEIDA, 2000, p. 4-2).

Os religadores são diferenciados de acordo com seu tipo de controle, sendo eles (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 19):

- hidráulico: a abertura do religador ocorre pela bobina de abertura que está em série com a rede de distribuição e, o fechamento do circuito através das molas de fechamento ou das bobinas de fechamento energizadas pela rede;
- eletrônico: neste modelo, o controle e o monitoramento da rede são realizados por componentes e circuitos eletrônicos. A rede de distribuição alimenta esta unidade de controle através dos transformadores de corrente, que convertem os níveis da corrente para valores compatíveis;
- digital microprocessado: as unidades de controle deste tipo de religador são digitais e microprocessadas. Estas unidades são capazes de fornecer o histórico de operações do religador, os dados das grandezas no momento da falta e também a distância entre o equipamento e o defeito ocorrido. A porta de

comunicação serial existente possibilita a leitura das grandezas remotamente por meio de um computador.

2.2.3.3. Disjuntores com relé

O disjuntor tem como função interromper um circuito, em condições anormais ou sob carga nominal, seccionando o trecho da rede elétrica com defeito. Porém, esse equipamento não é sensível às grandezas elétricas, necessitando de um dispositivo que as monitore (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 23). O relé vai desempenhar essa função, enviando para o disjuntor associado a ele um sinal de disparo, que faz com que o circuito seja interrompido quando necessário (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 29).

Segundo Paradelo Junior (2006, p. 25), os meios de extinção do arco elétrico, formado quando o contato móvel do disjunto é aberto, são por meio do óleo mineral, vácuo ou gás SF6, assim como nos religadores.

No pólo, a principal parte do disjuntor, é realizada a conexão elétrica, através dos terminais, e encontram-se os contatos principais fixos e móveis do equipamento, responsáveis por conduzir a corrente elétrica. O pólo é preenchido por um dielétrico para a extinção do arco elétrico dos contatos móveis e fixos de arco (também presentes no pólo). A energia mecânica é necessária para o fechamento e abertura do disjuntor é armazenada nas molas desse equipamento (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 27).

2.2.3.4. Seccionalizador

O seccionalizador é uma chave de proteção que interrompe um circuito com defeito automaticamente. Este equipamento não tem capacidade de interromper circuitos energizados em condições anormais de funcionamento, por isso, deve ser instalado a jusante de um dispositivo de proteção como religador ou disjuntor com função de religamento (79), para que estes

interrompam a corrente do circuito (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 14). A Figura 13 mostra o princípio de coordenação do religador com o seccionalizador, ajustados para 3 contagens e 4 disparos, respectivamente.
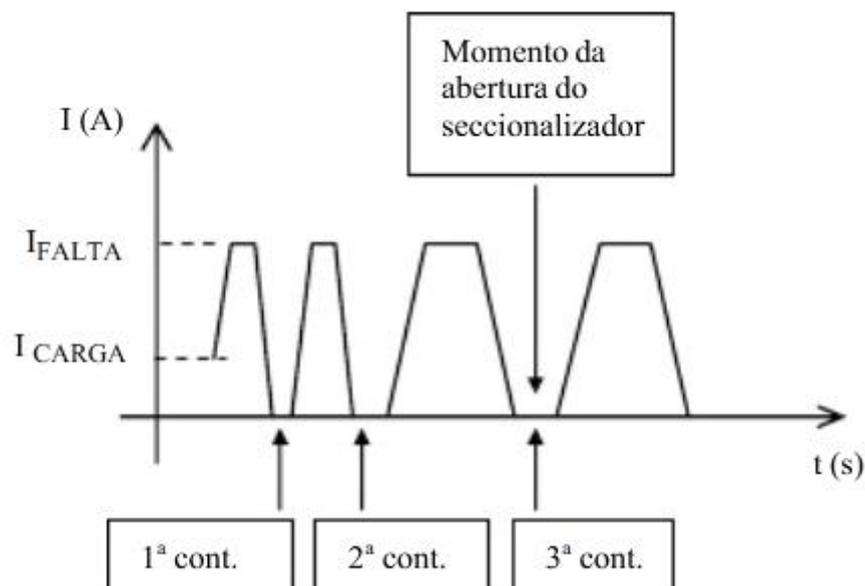
Figura 13: Coordenação ReligadorXSeccionalizador.
Fonte: ALMEIDA (2000).

Segundo Carvalho (2010, p. 33), o seccionalizador opera ao detectar uma corrente com valor acima da sua nominal e, após a abertura do equipamento de retaguarda ele inicia sua contagem. Ao atingir sua última contagem, ajustável em no máximo 3, este equipamento abre o circuito antes que o dispositivo de proteção situado a montante religue novamente, isolando assim o trecho com falta.

O seccionalizador será abordado mais detalhadamente no capítulo 4.

2.3. AUTOMAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA

2.3.1. Necessidade da automação

De acordo com Ferreira (2010, p. 13), um dos principais motivos que impulsiona a busca pela automação é a redução dos custos e o aumento da qualidade no produto ou serviço. Esses fatores são essenciais quando relacionados à distribuição da energia elétrica.

As concessionárias de energia, fiscalizadas pela Aneel através dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica, como o DEC e FEC, podem pagar multas caso estes indicadores não estejam dentro dos limites aceitáveis (COVRE, 2011, p. 11). Por isso há um grande investimento para a automatização das redes, que proporcionam um sistema de distribuição e proteção mais eficiente.

A automação das redes de distribuição possibilita a monitoração e supervisão remota (distante) dos equipamentos da rede, assim como a identificação mais precisa da localidade das falhas, possibilitando a eliminação das faltas mais rapidamente (VIEIRA; SILVA, 2008, p. 23).

2.3.2. Protocolo de comunicação

Com a evolução da tecnologia e o advento dos microprocessadores, foi possível o desenvolvimento de dispositivos digitais, chamados de IEDs (*Intelligent Eletronic Device*). Estes dispositivos “podem trocar informações através de redes de comunicação, sendo usado para isso um protocolo de comunicação” (COVRE, 2011, p. 37).

O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que tem como função conectar dois ambientes distintos, segundo Souza (2008, p. 18),

> [...] conecta a subestação, onde estão os equipamentos de medição, monitoramento e controle digitais ao centro de operação, onde são coletados, armazenados, apresentados e processados os dados.

Este sistema foi desenvolvido pela DMS (Distribution Management System).

As informações das IEDs, recebidas pelo SCADA, são enviadas diretamente a ele ou por meio de uma RTU (*Remote Terminal Unit*). Este sistema representa os dados transmitidos através da IHM (Interface Homem-Máquina), que "permite ao operador monitorar e controlar todos os parâmetros do sistema elétrico em tempo real" (SOUZA, 2008, p. 31).

Buscando a integração de seus equipamentos, cada fabricante desenvolveu seu próprio protocolo de comunicação, o que dificultou a integração destes com dispositivos de diferentes fabricantes (COVRE, 2011, p. 38). Para evitar este problema foram desenvolvidos protocolos abertos, que podem interagir com diferentes tecnologias.

Os protocolos de comunicação mais utilizados nas SE's são (COVRE, 2011, p. 33):

- modbus: este tipo de comunicação é a transferência de dados entre um sistema mestre (controle) e os sistemas escravos (sensores). Cada equipamento escravo, 247 no máximo, possui um endereço individual para que o mestre possa distingui-los, sendo que só há transmissão de mensagem caso o mestre solicite. Há dois modos de codificar os dados nos campos das mensagens, o RTU (*Remote Terminal Unit*) e o ASCII (*American Standard Code for Information Intercharge*), com diferentes estruturas que não permite serem transmitidos em uma mesma rede (COVRE, 2011, p. 33);
- DNP3: o sistema DNP (*Distributed Network Protocol*) também apresenta a estrutura mestre/escravo, mas neste caso há transmissão espontânea de dados, ou seja, o equipamento escravo pode enviar as informações sem que esta seja solicitada pelo mestre. Este modelo foi desenvolvido para utilização em sistemas das concessionárias de energia elétrica, e define a comunicação entre as estações e os equipamentos de campo (COVRE, 2011, p. 35);
- IEC 608705-103: este modelo apresenta uma estrutura de três camadas e possui características semelhantes ao protocolo DNP3 sendo, porém, incompatíveis;

- IEC 61850: este protocolo foi desenvolvido com o objetivo de se obter a interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes distintos, sem que fosse necessário o uso de interfaces de protocolo. Neste protocolo, a comunicação é horizontal, permitindo a troca de informações entre as IEDs de diferentes dispositivos.

3. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.1. QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A eletricidade é usada e comercializada como um produto e portanto, parâmetros de qualidade são estabelecidos como forma de garantir ao consumidor que o que ele adquiriu atenda às suas necessidades (MARTINHO, 2009, p.13).

No Brasil, a preocupação com a qualidade da energia vem crescendo nos últimos anos e cada vez mais aumentam os níveis de exigência com relação aos parâmetros de qualidade (MARTINHO, 2009, p. 14).

> O crescimento de exigência, se pudermos assim dizer, vem acontecendo nos últimos 30 anos, quando a automação passou a ser a tônica de todos os assuntos dentro da indústria, depois no comércio e, atualmente, na residência. Ocorre que os equipamentos de automação estão cada vez mais sensíveis às variações do sinal elétrico devido ao seu aumento de atividade, velocidade de processamento e baixo consumo. (MARTINHO, 2009, p. 14).

Devido à otimização dos processos, é crescente a utilização de equipamentos de alta eficiência que demandam um nível superior de qualidade no fornecimento de energia elétrica. Distúrbios causados na linha de alimentação de uma indústria acarretam prejuízos financeiros enormes, pois podem trazer danos a equipamentos, causando parada de máquina, falha de dispositivos e prejudicando a qualidade dos produtos ou até mesmo colocando em risco a vida de funcionários (MARTINHO, 2009, p. 18).

Segundo Romero (2009, p. 13), “a restauração do sistema de energia elétrica consiste na busca da melhor topologia com o maior número de cargas restauradas e o menor número possível de chaveamentos. […] Portanto, o problema de restauração é resolvido visando minimizar as ações de controle e chaveamentos, os custos de interrupção, mantendo a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores”.

Nesse sentido, existem órgãos como a Aneel que “[…] tem como atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a

comercialização da energia elétrica, […] garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço […]” (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012).

Em função disso, a Aneel elaborou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodist, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O Prodist contém 8 módulos no total, sendo seis módulos técnicos, que abrangem as macro-áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e dois módulos integradores, conforme a Figura 14 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).
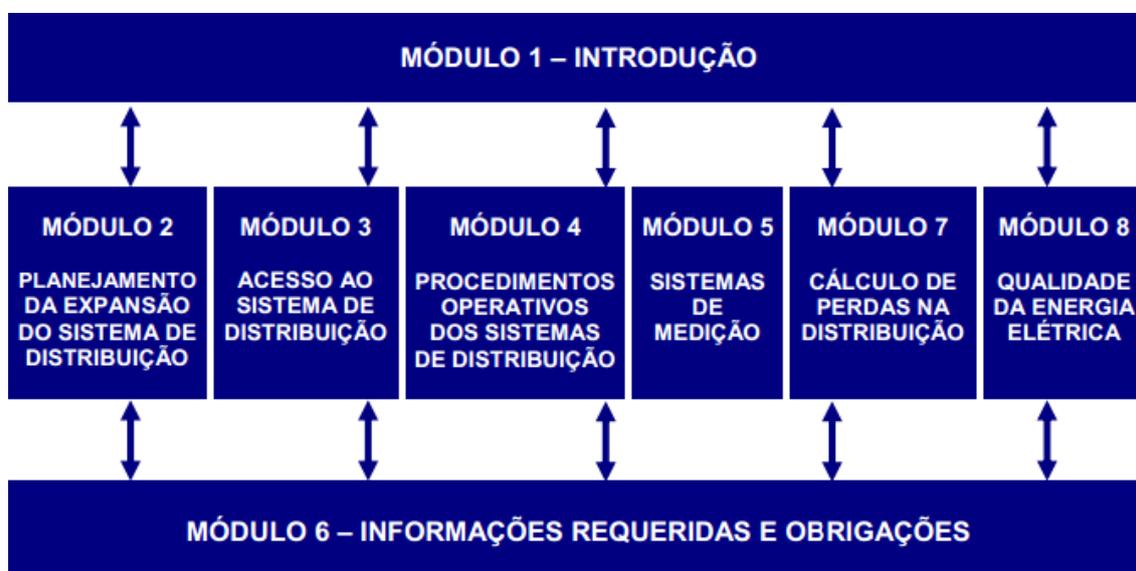
Figura 14: Composição do Prodist e descrição dos módulos.
Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2012).

O Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica é composto por 4 seções e tem por objetivos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

a) estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado;

b) definir, para a qualidade do produto, a terminologia, caracterizar os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão,

estabelecendo mecanismos que possibilitem à Aneel fixar padrões para os indicadores de QEE;

c) estabelecer, para a qualidade dos serviços prestados, a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo limites e responsabilidades, além da metodologia de monitoramento automático dos indicadores de qualidade.

Segundo Martinho (2009, p. 27), é importante controlar adequadamente a qualidade da energia elétrica na geração, de forma que um possível desvio na qualidade nesse ponto inicial não se some aos efeitos na transmissão, distribuição e no ponto de utilização.

Na geração de energia elétrica, o nível de tensão, a simetria das fases, a forma de onda e a variação da freqüência são os parâmetros que garantem a qualidade (MARTINHO, 2009, p. 28).

Já na transmissão da energia elétrica, o controle dos índices de qualidade é mais difícil devido às longas distâncias percorridas pelas redes de transmissão (as linhas de transmissão sofrem com a temperatura que afeta os condutores e isolamentos, com intempéries, com curtos-circuitos, com vandalismos) e ao sistema interligado brasileiro (diversos sistemas de geração estão na mesma malha). Logo, cidades inteiras podem ficar sem energia elétrica e várias regiões podem ser afetadas por distúrbios causados por uma simples interrupção num determinado trecho da transmissão (MARTINHO, 2009, p. 29).

> O principal critério a ser controlado na transmissão é o nível de tensão que deve ser mantido dentro de parâmetros aceitáveis conhecidos como condicionantes técnicos (documento que especifica os requisitos técnicos estabelecidos pela distribuidora para acesso ao seu sistema). (MARTINHO, 2009, p. 30).

Martinho (2009, p. 23) aponta que no segmento industrial, o controle de alguns itens relacionados à qualidade da energia como a correção do fator de potência, variação de tensão, surto, presença de harmônicos, deve ser maior ou menor dependendo do setor de atuação.

Além da indústria, onde o impacto da qualidade no fornecimento da energia é maior, os segmentos comercial e residencial também passaram a se preocupar com os distúrbios da energia elétrica uma vez que há o aumento gradual da automação em prédios comerciais e residenciais. Nesses segmentos, distúrbios como variações de tensão e interrupções (de curta ou

longa duração) são tratadas com o uso de dispositivos do tipo nobreak e surtos de tensão (devido a descargas atmosféricas, por exemplo) são tratados com a instalação de dispositivos de proteção contra sobretensão (MARTINHO, 2009, p. 24).

De acordo com Martinho (2009, p. 25), a qualidade de energia passa a ter uma importância maior no segmento residencial em razão da necessidade de segurança e de conforto que sistemas automatizados como alarmes monitorados, acionamentos de portões e que equipamentos como modems, computadores proporcionam.

Na seção 8.1 - Qualidade do Produto do Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, estão caracterizados os fenômenos de qualidade da energia elétrica, estabelecidos os critérios de amostragem, os valores de referência e os procedimentos relativos à qualidade do produto. Assim, são considerados os seguintes aspectos da qualidade do produto em regime permanente ou transitório (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de tensão de curta duração;
- variação de freqüência.

3.1.1. Tensão em regime permanente

De acordo com o Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, para verificar a conformidade da tensão elétrica compara-se o valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos

níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.1.2. Fator de potência

O valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER), utilizando-se as seguintes fórmulas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (6)$$

ou

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (7)$$

Sendo:

- *fp* = fator de potência;
- *P* = potência ativa;
- *Q* = potência reativa;
- *EA* = energia ativa;
- *ER* = energia reativa.

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.1.3. Harmônicos

As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da freqüência fundamental. Os valores de referência para as distorções harmônicas estão indicados neste trabalho no ANEXO A - Valores de referência globais das distorções harmônicas totais, e ANEXO B - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão, retirados do Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.1.4. Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.1.5. Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. A determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.1.6. Variações de tensão de curta duração

Segundo o Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, variações de tensão de curta duração são “desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo”. Essas variações são classificadas conforme o Quadro 1 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Quadro 1: Classificação das variações de tensão de curta duração.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2010).

Além dos parâmetros duração e amplitude, a severidade da variação de tensão de curta duração, medida entre fase e neutro, de determinado barramento do sistema de distribuição é também caracterizada pela freqüência de ocorrência. Esta corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorrem em determinado período de tempo ao longo do qual o barramento tenha sido monitorado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.1.7. Variação de frequência

O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de freqüência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

3.2. COMPROMISSO COM A QUALIDADE NO FORNECIMENTO

De acordo com o Módulo 1 02/2012 do Prodist - Introdução, perturbação no sistema elétrico é a ocorrência caracterizada pelo mau funcionamento ou desligamento forçado de um ou mais de seus componentes, acarretando quaisquer das seguintes conseqüências: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou violação de limites operativos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

A possibilidade de ocorrer perturbações na energia elétrica (como quedas de árvores, incidência de descargas atmosféricas ou faltas causadas por diversos motivos), desde a geração, passando pela transmissão, distribuição e chegando ao usuário, é enorme. Portanto, é de extrema importância o monitoramento da energia elétrica durante todo esse percurso; para que seja possível a pronta correção das falhas, a minimização dos efeitos e que o prejuízo causado ao consumidor seja o menor possivel (MARTINHO, 2009, p. 26).

As empresas concessionárias buscam constantemente alcançar a satisfação do cliente e se adequar às regras das agências reguladoras de controle de duração e frequência de interrupção (ROMERO, 2009, p. 13).

Segundo Romero (2009, p. 12), os índices de confiabilidade do sistema estão relacionados com o tempo de operação da rede em cada um dos estados operacionais de um sistema, definidos como:

a) normal, quando as demandas de cargas e as restrições operativas do sistema estão sendo satisfeitas;

b) emergência, quando as restrições operativas não estão sendo satisfeitas, e;

c) restaurativo, quando houver uma interrupção parcial ou total do fornecimento de energia.

De acordo com o Módulo 1 02/2012 do Prodist - Introdução, alguns dos principais objetivos dos procedimentos são garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade; disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica. Além disso, estão sujeitos ao PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011):

a) concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica (denominadas no documento como distribuidoras);

b) consumidores de energia elétrica com instalações conectadas ao sistema de distribuição, em qualquer classe de tensão (BT, MT e AT), inclusive consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato, ou de direito;

c) agente importador ou exportador de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição;

d) transmissoras detentoras de demais instalações de transmissão (DIT);

e) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Devido à crescente demanda pela melhoria da qualidade dos serviços de energia elétrica, é necessária a pronta atuação do órgão regulador em benefício da sociedade. O processo de monitoração da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia para verificar o seu desempenho era baseado principalmente na coleta e no processamento dos dados de interrupção e fornecimento de energia elétrica (DEC e FEC) informados periodicamente pelas empresas à Aneel (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Segundo a Especificação Técnica e Funcional dos Equipamentos para o sistema Aneel de monitoração da qualidade da energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002), a Aneel iniciou a implantação de um novo programa de monitoração da qualidade da energia elétrica que realiza o acompanhamento das interrupções do serviço e restabelecimento de energia e a avaliação da conformidade dos níveis de tensão fornecidos aos consumidores.

> O programa busca assegurar serviços de fornecimento de energia elétrica compatíveis com as exigências e requisitos de mercado, visando à satisfação dos consumidores. Por intermédio das ações de fiscalização da atuação dos concessionários, o programa está também alinhado com a diretriz de reforçar a regulação e a fiscalização da atuação privada no setor elétrico. (MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO, 2001).

O Sistema Aneel de Monitoração da qualidade da energia elétrica permite à agência obter com confiabilidade informações que possibilitem medir a qualidade do fornecimento de energia elétrica de cada uma das distribuidoras, ou seja, essas informações são obtidas de forma direta e automática sem que se dependa dos dados encaminhados pelas empresas. Além de o sistema permitir um acompanhamento da qualidade de um modo mais eficaz, também é possível auditar os dados fornecidos pelas concessionárias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002).

Nesse sentido, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) é responsável por fiscalizar:

- as empresas de distribuição e transmissão de energia quanto ao cumprimento dos contratos de concessão, dos regulamentos técnicos e comerciais estabelecidos pela Aneel e pela legislação setorial;
- o Operador Nacional do Sistema (ONS);
- novos agentes de transmissão detentores de concessão, permissão ou autorização da Aneel para a construção e operação de ativos da rede básica (ANEEL, 2012).

A SFE atua de formas preventiva e educativa e tem como foco permanente a melhoria contínua dos serviços prestados aos consumidores, refletida nos índices de qualidade e continuidade do fornecimento de energia e

principalmente na satisfação dos clientes de todo o país. Para tanto são verificadas as atividades técnicas (planejamento, operação e manutenção do sistema) das concessionárias, a segurança (das instalações, dos trabalhadores e dos consumidores), o serviço comercial (arrecadação e faturamento) das empresas e o atendimento ao consumidor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

De acordo com a Aneel (2012), para realizar as fiscalizações a SFE conta com uma equipe própria, se utiliza do corpo técnico das Agências Estaduais conveniadas (nos aspectos permitidos por lei) e de consultoria especializada como apoio. A estrutura da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade está apresentada na Figura 15.
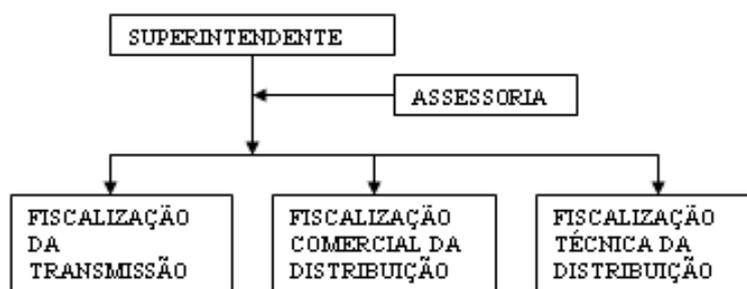
Figura 15: Estrutura da SFE.
Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2012).

3.3. INTERRUPÇÃO E DESLIGAMENTO ACIDENTAL/PROGRAMADO

Segundo Romero (2009, p. 13), “a dependência de uma intervenção manual torna onerosa a interrupção, visto a lentidão na recomposição e os custos da dependência de um operador à disposição em um sistema local, além do lucro cessante gerado pela interrupção prolongada pelo atraso na restauração”.

De acordo com Celli e Pilo (1999 apud ROMERO, 2009, p. 17), os tempos de localização da falta e de reparos são considerados juntamente com os índices de faltas do alimentador para obter a função do custo de interrupção de energia, e a redução desses custos com a alocação dos dispositivos de seccionamento e chaveamento automático. Faltas com duração maior que um

minuto são classificadas como causadoras de problemas de energia não suprida para os consumidores.

Segundo o Módulo 1 02/2012 do Prodist - Introdução, interrupção é uma descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão. Nesse documento também constam as seguintes definições referentes aos tipos de interrupção (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011):

- interrupção de emergência: desligamento manual de equipamento ou linha quando não há tempo hábil para comunicação com o centro de operação, realizado para evitar danos ao equipamento ou à linha e risco para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o meio ambiente ou para o sistema;
- interrupção de longa duração: toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos;
- interrupção de urgência: interrupção deliberada no sistema elétrico da distribuidora, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços;
- interrupção em situação de emergência: interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela distribuidora;
- interrupção momentânea de tensão: toda interrupção do sistema elétrico com duração menor ou igual a 3 (três) segundos;
- interrupção não programada: interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores motivada por desligamentos não programados de componentes do sistema elétrico;
- interrupção programada: interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da distribuidora ou transmissora;
- interrupção temporária de tensão: toda interrupção do sistema elétrico superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.

Segundo o Módulo 1 02/2012 do Prodist - Introdução, o desligamento automático é a retirada de operação de equipamento ou instalação por atuação de sistema de proteção ou de controle. Já o desligamento de emergência é o desligamento manual para evitar risco de vida e/ou de dano a equipamento, quando não há tempo hábil para comunicação e providências pelo centro de operação. O desligamento não programado, também denominado desligamento forçado, é definido como sendo o desligamento de um componente de serviço, em condições não programadas, geralmente resultante da ocorrência de uma condição de emergência que imponha o desligamento do equipamento para evitar risco de vida e/ou de dano a equipamento ou outras conseqüências indesejadas para o sistema elétrico. Por outro lado, o desligamento programado é o desligamento de centrais geradoras, linhas ou demais equipamentos do sistema elétrico, aí incluídas as instalações de conexão dos acessantes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

3.4. ÍNDICES DE CONTINUIDADE

Segundo o Módulo 1 02/2012 do Prodist - Introdução, o indicador de qualidade é a representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos. O padrão de continuidade é definido como sendo o valor máximo estabelecido para um indicador de continuidade no período de apuração e utilizado para a análise comparativa com os respectivos valores apurados (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

As distribuidoras, os consumidores e a Aneel podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, que deverão ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais. No Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, são estabelecidos os indicadores de

continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica quanto à duração e frequência de interrupção (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

De acordo com o Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, “os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão disponibilizados por meio de audiência pública e serão estabelecidos em resolução específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária da distribuidora”. Além disso, os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Segundo o Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, os limites operativos são,

> [...] valores numéricos, supervisionados e controlados, associados a parâmetros de sistema e de instalações, que estabelecem níveis de confiabilidade ou suportabilidade operativa do sistema de distribuição, das linhas de transmissão, equipamentos ou máquinas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Além disso, as metas de continuidade são definidas como “valores máximos estabelecidos para os indicadores de continuidade, a serem observados mensal, trimestral e anualmente nos períodos correspondentes ao ciclo de revisão das tarifas” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Os indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica devem ser disponibilizados para todos os conjuntos de consumidores pelos sistemas ou mecanismos de atendimento. Além disso, a distribuidora deverá informar os seguintes dados, de forma clara e autoexplicativa, na fatura dos consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

- limites mensais, trimestrais e anuais definidos para os indicadores de continuidade individuais;
- valores apurados mensais de DIC, FIC e DMIC;
- o direito do consumidor de solicitar à distribuidora a apuração dos indicadores DIC, FIC e DMIC a qualquer tempo;

- o direito do consumidor de receber uma compensação, caso sejam violados os limites de continuidade individuais relativos à unidade consumidora, para apuração mensal, trimestral e anual;
- valor mensal do CM (média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição);
- período de referência da apuração.

O processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade está representado no ANEXO C - Fluxograma do processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

As discriminações que seguem dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica constam no Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica.

3.4.1. Indicadores de continuidade individuais

Os indicadores de continuidade individuais deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras. Onde (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

- *i* = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n;
- *n* = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- *t(i)* = tempo de duração da interrupção;
- (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;
- *t(i) max* = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão) é o intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica e é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^{n} t(i) \quad (8)$$

FIC (freqüência de interrupção individual por unidade consumidora) é o número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão e é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n \quad (9)$$

DMIC (duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão) é o tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão e é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i)max \quad (10)$$

3.4.2. Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras deverão ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras. Considerando que (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

- *i* = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;
- *Cc* = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) é o intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica e é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (11)$$

FEC (freqüência equivalente de interrupção por unidade consumidora) é o número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado e é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (12)$$

3.5. MULTAS

Segundo o Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, em caso de violação do limite de continuidade individual estabelecido pela Aneel para os indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. Nos casos onde o valor integral ou o crédito remanescente ultrapasse o valor da fatura mensal, o valor da compensação a ser creditado na fatura do consumidor ou da distribuidora acessante poderá ser parcelado, limitado às 2 (duas) faturas subsequentes, ou pago em moeda corrente. No caso de inadimplência do consumidor ou da distribuidora acessante, desde que em comum acordo entre as partes, o valor da compensação poderá ser utilizado para deduzir débitos vencidos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

A compensação financeira é automática e deve ser paga em até dois meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção). Além disso, os valores pagos são informados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em até três meses após a apuração do indicador, são passíveis de fiscalização pela Aneel e são divulgados no site da Agência Nacional de Energia Elétrica juntamente com o número de compensações efetuadas. Ressalta-se que a quantidade de pagamentos efetuados não é necessariamente igual ao número de consumidores compensados, já que um mesmo consumidor pode ser compensado mais de uma vez no ano (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

A compensação de continuidade é regulamentada no Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica e as informações referentes aos indicadores de continuidade estão disponíveis na fatura de energia elétrica sendo que informações adicionais devem ser obtidas com a distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Segundo o Módulo 8 02/2012 do Prodist - Qualidade da Energia Elétrica, o valor da compensação é calculado a partir das seguintes fórmulas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

- para o DIC:

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1\right) DICp \times \frac{CM}{730} \times kei \qquad (13)$$

- para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1\right) DMICp \times \frac{CM}{730} \times kei \qquad (14)$$

- para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1\right) DICp \times \frac{CM}{730} \times kei \qquad (15)$$

Sendo:

- *DICv* = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- *DICp* = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
- *DMICv* = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- *DMICp* = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas;
- *FICv* = freqüência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;
- *FICp* = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de freqüência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;
- *CM* = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição, considerando também as demandas e energias reativas excedentes, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;
- *730* = número médio de horas no mês;
- *kei* = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão; ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão; iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

4. O SECCIONALIZADOR

De acordo com Silva (2002, p. 1), o objetivo fundamental da proteção de uma rede de distribuição é fazer com que qualquer anomalia em um trecho do circuito possa ser isolada de forma a evitar que outras partes do sistema sejam afetadas.

De forma genérica, os curto circuitos podem ser dos tipos permanentes ou transitórios. As faltas transitórias são aquelas em que sua duração é igual ao tempo necessário para que o equipamento que a extinguiu reestabeleça o fechamento do circuito, sendo as faltas permanentes todas as interrupções não transitórias e não programadas pela concessionária (SILVA, 2002). A Tabela 1 mostra de forma estatística os tipos de faltas e as suas composições.

Tabela 1: Tipos de faltas e suas composições.

	%	**Permanentes (%)**	**Transitórias (%)**
Trifásicas	2	95	5
Bifásicas	11	70	30
Fase-Terra	79	20	80
Outros	8	-	-

Fonte: SILVA (2002).

As faltas podem ser provocadas por contato de árvores e animais com os cabos da RD, descargas atmosféricas e até por falha humana e falha dos próprios equipamentos. Para evitar tais faltas, as concessionárias adotam algumas medidas de prevenção, tais como a poda de árvores, instalação de proteções contra animais e instalação de pararraios, as quais não são garantias de suficiente redução dos curto circuitos. Desta forma, os equipamentos de proteção situados ao longo dos alimentadores ou em suas derivações (RAs, Seccs e fusíveis) tem a finalidade de detectar as faltas e

isolar as partes por elas afetadas quando as outras medidas não são suficientes para evitar os curtos transitórios e permanentes (SILVA, 2002).

4.1. DEFINIÇÃO E PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

O seccionalizador é um equipamento automático de proteção que deve operar em conjunto com um religador automático ou com um disjuntor dotado da função 79 – religamento (SOUZA; SILVEIRA; GALVANI, 2011). O Secc não abre seus contatos principais em situações de curto circuito, necessitando assim que a extinção da corrente de falta aconteça por meio do equipamento de retaguarda situado a montante do secc. A Figura 16 mostra a relação entre a zona de proteção de um religador e de um seccionalizador.
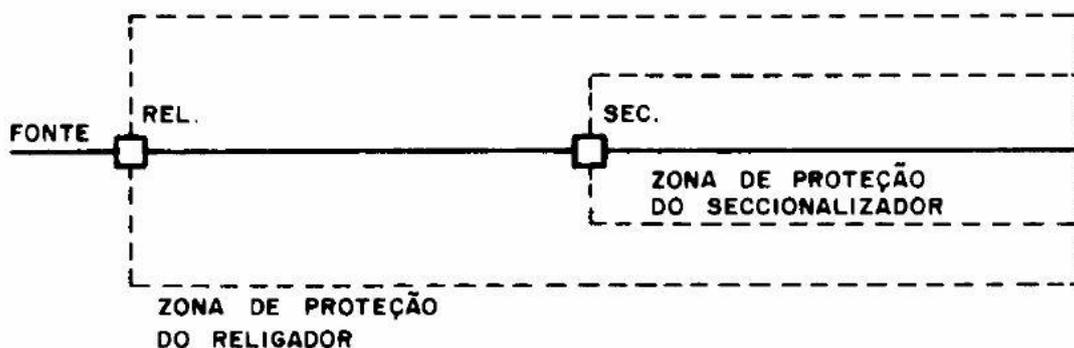
Figura 16: Zonas de proteção do seccionalizador e do religador.
Fonte: CPFL ENERGIA (2006).

O seccionalizador é equipado com um contador de operações, o qual fica preparado para iniciar uma contagem quando há a circulação de uma corrente de curto circuito pelo mesmo. Esta corrente de falta também é notada pelo equipamento de proteção a montante, geralmente o religador, que então realiza a abertura do circuito. Neste instante, o Secc percebe a atuação do RA devido a queda da corrente para valores menores do que a corrente de disparo e então contabiliza a primeira operação (CPFL ENERGIA, 2006, p. 29).

Se o curto circuito é do tipo transitório, o primeiro fechamento do RA será suficiente para reestabelecer o circuito. Com isso, não existirá a segunda abertura e o tempo deste segundo ciclo de atuação do religador será

ultrapassado, fazendo com que o contador de operações do Secc retorne ao seu estado inicial para que não haja sem necessidade a interrupção no fornecimento de energia (ARTECHE, 2005, p.7). A Figura 17 ilustra o funcionamento do seccionalizador durante uma falta transitória.
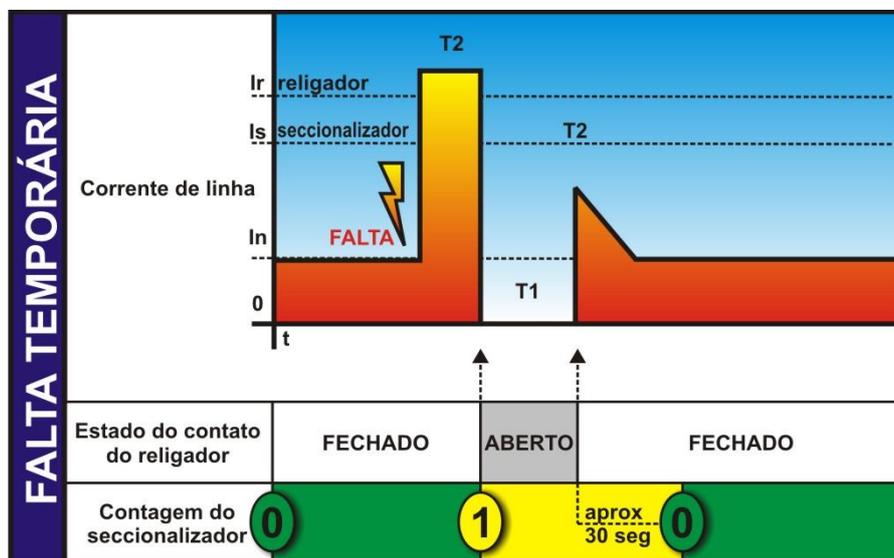
Figura 17: Funcionamento do Secc durante uma falta transitória.
Fonte: Adaptado de SOUZA; SILVEIRA; GALVANI (2011).

Caso o curto circuito seja do tipo permanente, o RA fará o seu primeiro fechamento e a sua segunda abertura, sensibilizando o Secc para mais um incremento do seu contador. A repetição desta sequência de operação acontecerá conforme o programado para o religador. O Secc então deverá ser programado para abrir o circuito após a contagem de uma operação a menos do que aquela programada para o RA. Por exemplo, se o RA estiver preparado para efetuar 4 tentativas de religamento, o Secc deverá abrir quando contar a 3ª tentativa e quando a linha já estiver aberta pelo RA. Desta forma, quando o religador realizar o seu último fechamento, o trecho sob falta do circuito estará isolado, evitando que todo o circuito a jusante do religador seja desligado (ARTECHE, 2005, p.7). A Figura 18 mostra o instante da abertura do Secc em uma situação de curto circuito permanente, bem como a sequência de operação do religador em função das correntes de falta.
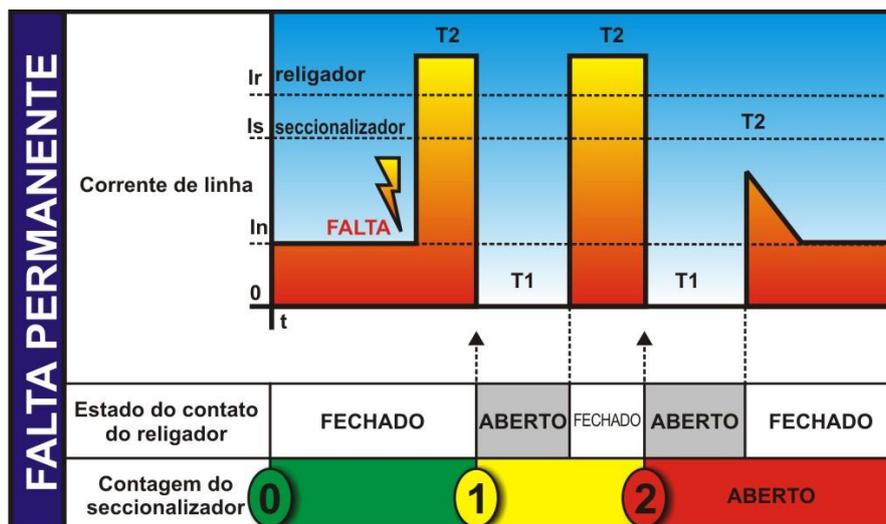
Figura 18: Instante de operação do seccionalizador.
Fonte: Adaptado de SOUZA; SILVEIRA; GALVANI (2011).

Se existirem no alimentador mais de um seccionalizador, a contagem daquele a jusante deverá ser um número menor daquele a montante. Por exemplo, se o RA realizar 4 tentativas de religamento, o primeiro Secc a sua jusante deverá abrir em sua 3ª tentativa, o segundo Secc na 2ª tentativa e assim por diante, conforme é mostrado na Figura 19.
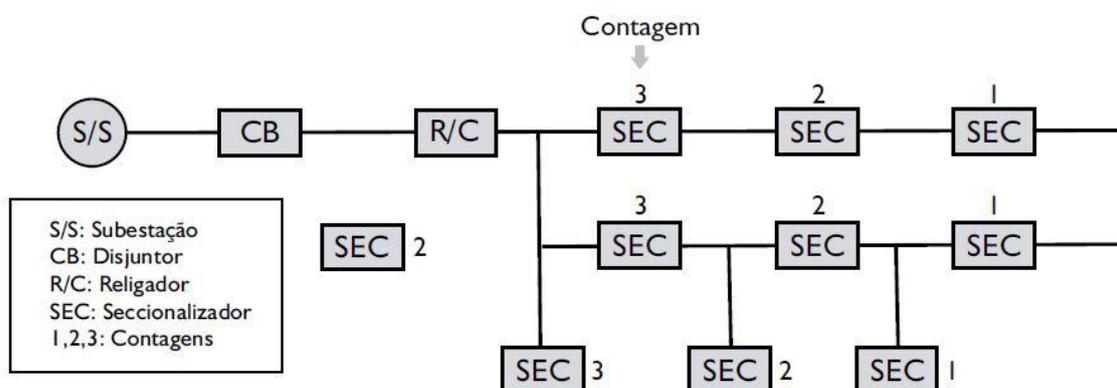
Figura 19: Contagens para abertura de vários Seccs.
Fonte: ARTECHE (2005).

Apesar do seccionalizador não extinguir correntes de falta, este equipamento é capaz de interromper correntes até seu valor nominal e de ser fechado sob condições de falta. Existem modelos de seccionalizadores que conseguem abrir o circuito quando neste circula uma corrente de até 200 % a

sua corrente nominal. Por este motivo, o Secc também pode ser utilizado como dispositivo de manobra sob carga (FERREIRA, 2009, p. 28).

4.2. CLASSIFICAÇÃO DE SECCIONALIZADORES

De acordo com Silva (2002, p. 18), os seccionalizadores podem ser classificados quanto ao número de fases e quanto ao tipo de controle.

4.2.1. Quanto ao número de fases

Quanto ao número de fases, os Seccs são divididos em monofásicos e trifásicos.

- Monofásicos

Este tipo de equipamento só pode ser utilizado para o seccionamento de sistemas primários de distribuição monofásicos (somente uma fase).

- Trifásicos

Somente poderá ser usado para o seccionamento de sistemas primários de distribuição trifásicos (três fases). Neste caso, o religador com o qual o Secc trabalhará em conjunto deverá também ser do tipo trifásico (EDP BANDEIRANTE, 1987, p. 71).

4.2.2. Quanto ao tipo de controle

Quanto ao tipo de controle, os Seccs são classificados em hidráulico e eletrônico, sendo este o tipo encontrado atualmente no mercado.

- Controle hidráulico

O controle hidráulico é geralmente utilizado em seccionalizadores monofásicos ou naqueles trifásicos com menor capacidade nominal (GIGUER, 1988, p. 85). O seu elemento sensor de corrente é uma bobina ligada em série com o alimentador que se pretende proteger. A atuação deste tipo de Secc ocorre quando por ele circula uma corrente cujo valor é maior que 160 % do seu valor nominal (SILVA, 2002, p. 18).

Além da bobina série, um Secc com controle hidráulico é composto por um êmbolo, um pistão ou haste de disparo, uma mola de restauração e duas válvulas de retenção, sendo uma inferior e outra superior (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 15). O mecanismo de operação deste tipo de Secc pode ser visto a seguir na Figura 20.

Figura 20: Mecanismo de operação de um Secc com controle hidráulico.
Fonte: PARADELO JUNIOR (2006).

A circulação de uma corrente de carga pela bobina série do Secc faz com que o êmbolo se mantenha na parte superior de seu curso devido à pressão que a mola de restauração exerce sobre ele (SILVA, 2002, p. 18). No instante em que a corrente atinge o valor de atuação do equipamento, a força eletromagnética desta corrente será maior do que a força exercida pela mola, o que acarreta no movimento do êmbolo para baixo. Isto faz com que a válvula de retenção inferior se feche e, simultaneamente, empurre para cima uma carga de óleo para preencher o espaço vazio deixado pelo êmbolo. A pressão do óleo na parte superior do mecanismo provocará a abertura da válvula de retenção superior, permitindo assim o escoamento do fluxo de óleo. O êmbolo é mantido na parte inferior até que circule pela bobina série uma corrente cujo valor seja menor do que 40 % do valor de referência (160 % da corrente nominal) (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 16).

Quando no alimentador há a circulação de uma sobrecorrente, o religador automático ou o equipamento de proteção à montante abrirá o circuito, fazendo com que ocorra a desenergização da bobina série do seccionalizador e a consequente perda do campo magnético. Como era esta força eletromagnética que mantinha o êmbolo na posição inferior, a perda deste campo faz com que a força da mola de restauração se torne maior, empurrando o êmbolo para cima. Este movimento ocasionará o fechamento da válvula de retenção superior e a subida do óleo para a parte da câmara ocupada pelo pistão de disparo. Esta elevação do pistão de disparo registrará no seccionalizador a primeira contagem (SILVA, 2002, p. 18).

Caso o ajuste do Secc seja para mais de uma contagem, esta sequência de operação é repetida até que a haste do pistão encoste na alavanca de disparo, o que ocasionará a abertua definitiva dos contatos do equipamento (SILVA, 2002, p. 19).

De acordo com Ferreira (2010, p. 25), o tempo de rearme de um seccionalizador é o tempo necessário para que o circuito ou o mecanismo de controle apague as contagens efetuadas e volte para a condição inicial. O tempo de memória do Secc hidráulico é então determinado pelo retorno do pistão de disparo à posição original após cada incremento de contagem; conforme Vicentini (2003, p. 128), este tempo varia em torno de 60 a 90 segundos por contagem. O equipamento somente abrirá definitivamente os

seus contatos se o número programado de contagens acontecer em um período de tempo menor ou igual ao tempo de memória do Secc; uma vez que o Secc hidráulico seja aberto, o mesmo só poderá ser fechado novamente de forma manual (SILVA, 2002, p. 19).

- Controle eletrônico

Os seccionalizadores com controle do tipo eletrônico são geralmente trifásicos e com maior capacidade nominal em detrimento dos Seccs com controle hidráulico (FERREIRA, 2009, p. 28). A grande diferença entre estes tipos de seccionalizadores está no fato de que as operações de preparação para a contagem quando ocorre uma sobrecorrente e da contagem propriamente dita quando ocorre a desenergização do alimentador são supervisionadas por circuitos de estado sólido com funções controladas por componentes eletrônicos, os quais ficam localizados em uma placa de circuito impresso (SILVA, 2002, p. 19).

Segundo Paradelo Junior (2006, p. 16), o monitoramento da corrente passante no circuito do alimentador primário de distribuição que o Secc tem a função de proteger é feito por intermédio de um transformador de corrente (TC) do tipo bucha com relação de transformação 1000:1 A, o qual rebaixa a corrente para níveis compatíveis com o circuito eletrônico do controle. Depois de rebaixada, esta circula por um transformador acoplador para então ser retificada; logo após, a atuação de um relé de contagem permite o carregamento dos capacitores de transferência, os quais energizam os circuitos de contagem e de memória. No instante em que a contagem atingir o número pré determinado para a operação do Secc, um capacitor atua sobre uma bobina do circuito de disparo, provocando a abertura definitiva dos contatos do seccionalizador (SILVA, 2002, p. 19).

Uma característica importante que deve ser levada em consideração é o tempo de memória, ou também chamado de tempo de rearme (conforme mencionado anteriormente), que representa o tempo necessário para que o contador de operações zere as suas contagens e retorne para a condição inicial. No caso de um seccionalizador com controle do tipo eletrônico, este tempo ocorre durante um período ajustável de 30, 45 e 90 segundos, durante o

qual o Secc aguarda a contagem atingir o valor pré determinado, sem o que o contador é zerado (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 17).

4.3. ACESSÓRIOS DE UM SECCIONALIZADOR

Os acessórios de um seccionalizador são utilizados em sistemas críticos cuja coordenação é difícil de ser efetuada, visando expandir a funcionalidade operacional destes equipamentos de tal forma que estes possam ser usados de maneira mais flexível (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 17). Como exemplo destes acessórios, Ferreira (2009, p. 29) cita o sensor de falta fase-terra, o qual permite a coordenação com o RA diante de tal situação. São outros exemplos dos referidos acessórios:

- restritor de tensão;
- restritor de corrente.

4.3.1. Restritor de tensão

Acessório somente utilizado em Seccs trifásicos de controle hidráulico, impede a contagem do Secc quando a falta é extinguida por um equipamento de proteção situado a sua jusante (FERREIRA, 2009, p. 29). Desta forma, o seccionalizador fica apto a contar quando a tensão sob o mesmo é nula, pois somente é sensibilizado pelas atuações do dispositivo de proteção do lado fonte (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 17).

Conforme afirma Carvalho (2010, p. 35), o uso do restritor de tensão habilita a coordenação do Secc com o religador de retaguarda quando este possui a sequência de duas operações rápidas e duas retardadas, como é mostrado na Figura 21. Considerando a proteção de um trecho de alimentador feita com religador, seccionalizador e chave fusível, e que o seccionalizador está programado para operar com 3 contagens, esta mesma figura indica que o

bloqueio do Secc com restritor de tensão ocorre no instante da 3ª abertura do religador. Caso o Secc não possuísse este tipo de acessório nesta situação, o seu bloqueio aconteceria de forma equivocada no momento da fusão do elo fusível.

Para casos de proteção com RA, Secc sem o acessório restritor de tensão e chave fusível, o religador deverá operar com uma sequência de uma rápida e três retardadas ou com todas as operações retardadas, de forma que o elo fusível se rompa antes do Secc completar o seu número de contagens, evitando assim a operação indevida do seccionalizador (CARVALHO, 2010, p. 35).
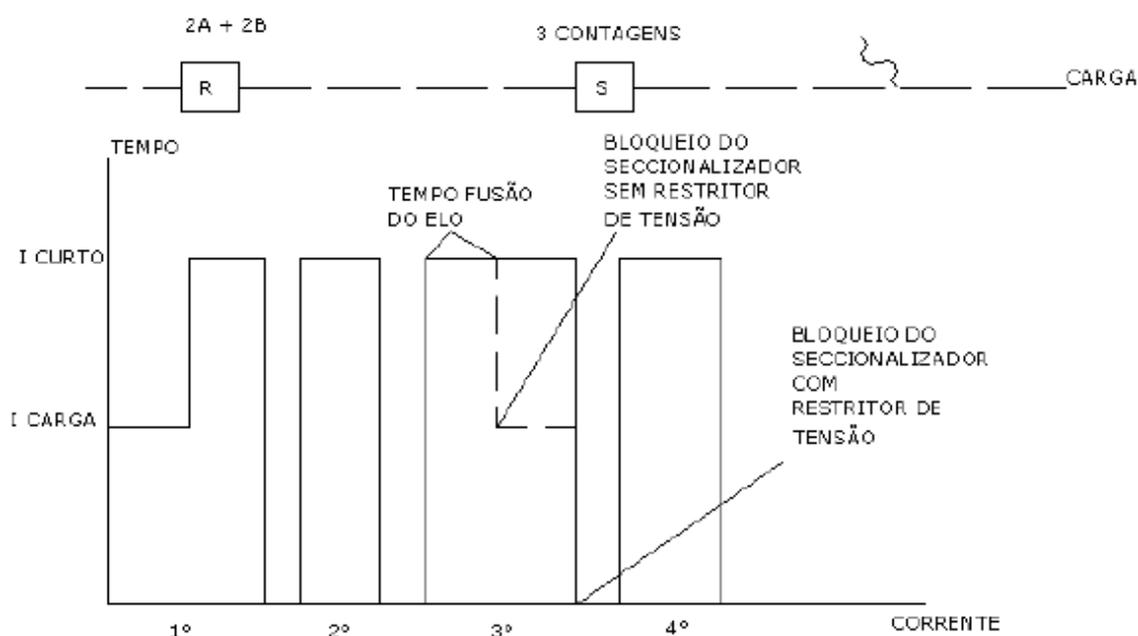
Figura 21: Coordenação religador-seccionalizador com restritor de tensão
Fonte: CARVALHO (2010).

4.3.2. Restritor de corrente

De acordo com Paradelo Junior (2006, p. 17), este acessório já é padrão nos seccionalizadores e seu uso está restrito aos Seccs de controle eletrônico. Possui as mesmas funções do restritor de tensão, contando as interrupções somente quando a corrente no lado fonte for nula.

4.3.3. Restritor de corrente de magnetização

Utilizado somente em seccionalizadores com controle eletrônico, este acessório retarda a operação do Secc de modo que este não atue de forma equivocada quando de uma magnetização de transformador. Nestes momentos e para alimentadores com apenas um transformador, a chamada corrente de magnetização ou corrente de *inrush* pode chegar a valores cerca de 12 vezes maiores do que a corrente nominal durante intervalos de tempo que variam de 100 a 130 ms, conforme afirma Paradelo Junior (2006, p. 17). Segundo Carvalho, (2010, p. 36), este acessório é útil para o uso de Seccs em sistemas cuja coordenação é prejudicada por altas correntes de magnetização e quando o aumento da corrente de atuação do Secc não é suficiente para resolver este problema.

4.4. CRITÉRIOS PARA A APLICAÇÃO DE UM SECCIONALIZADOR

Conforme afirma Carvalho (2010, p. 34), o seccionalizador possui algumas vantagens se comparado a uma chave fusível, tais como o fato de poder coordenar com o equipamento de proteção a montante por correntes de curto elevadas e o fato de oferecer ao circuito mais um ponto de chaveamento. Porém, para que estas vantagens sejam possíveis, o uso do seccionalizador deve obedecer alguns critérios, tais como:

- devem ser instalados em série com outros equipamentos e dispositivos de proteção, mas não entre dois RAs (CARVALHO, 2010, p. 34);
- a proteção de retaguarda só pode ser feita por um dispositivo automático de religamento (religador ou disjuntor) (AES ELETROPAULO, 2004, p. 73);
- o dispositivo de proteção a montante deve ser capaz de sentir a mínima corrente de curto na área de proteção do seccionalizador (CARVALHO, 2010, p. 34);

- a mínima corrente de falta do circuito deve ser superior ao valor da corrente de atuação do Secc, sendo suficiente para sensibilizá-lo (CARVALHO, 2010, p. 34);
- seccionalizadores do tipo trifásicos exigirão RAs também trifásicos, bem como aqueles com dispositivos de disparo para faltas à terra exigirão RAs com os mesmos dispositivos (AES ELETROPAULO, 2004, p. 73);
- o tempo de memória do Secc deve ser pelo menos igual a soma dos tempos de operação com os tempos de religamento da proteção a montante (AES ELETROPAULO, 2004, p. 73).

A localização de um equipamento de proteção qualquer em um sistema de distribuição deve buscar alguns objetivos, os quais são citados pela EDP Bandeirante (1987, p. 23), tais como:

- minimizar a quantidade de consumidores atingidos em casos de desligamentos pela ocorrência de curto circuitos;
- possibilitar condições de religamentos em casos de faltas transitórias;
- permitir a continuidade de serviço ou religamento em trechos do circuito em que não há um defeito, restringindo o desligamento apenas para o trecho sob falta de forma que a menor quantidade de consumidores seja afetada;
- propor economia na escolha das proteções levando em consideração o tipo de carga, a importância dos consumidores, a densidade dos ramais e a passagem do circuito por zonas de risco ou não.

Quanto à locação dos seccionalizadores em um sistema de distribuição, Carvalho (2010, p. 37) afirma que estes devem ser instalados:

- no início de importantes ramais alimentadores sujeitos a faltas transitórias, em que dados estatísticos comprovam a grande probabilidade de interrupções. Neste caso, o RA também poderia ser usado em substituição ao Secc;

- no início de importantes ramais sujeitos a faltas transitórias, mesmo que não se tenha comprovação estatística da possibilidade de interrupções, podendo também ser usado o religador ou a chave fusível;
- em alimentadores que possuam bifurcação em pelo menos dois circuitos, sendo o RA uma outra opção de equipamento para este caso;
- em alimentadores com cargas de crítica continuidade de serviço, sendo o RA e a chave fusível outras opções;
- em circuitos provenientes de um mesmo disjuntor na subestação, podendo ser usado também um religador, desde que respeitadas as regras de coordenação;
- em ramais com consumidores sem proteção para a falta de fase (protegidos a disjuntor), onde não é aconselhável o uso de chave fusível;
- em situações que existam mais de 3 chaves fusíveis em série, sendo que nesta situação, o fusível mais a montante deva ser substituído por um Secc.

A CPFL (2006, p. 30) ainda complementa que os Seccs devem ser instalados em ramais cuja corrente tem valor muito alto para a utilização de chave fusível e em ramais com consumidores importantes, os quais suportam as pequenas interrupções nos instantes de operação do religador, mas não suportam longos períodos de desligamentos no caso do disparo definitivo deste equipamento.

Além destes critérios, é importante que outras características sejam observadas quando da seleção de um seccionalizador, tais como tensão nominal, nível básico de isolamento e as capacidades momentânea e de curta duração, que devem ser compatíveis com os valores do sistema no qual o Secc será instalado. Deve ser considerado para o ponto de instalação deste equipamento o valor da corrente de curto trifásico, em função do tempo acumulado de abertura do dispositivo de proteção de retaguarda. Deve-se observar também os fatos de que a corrente nominal da bobina série do Secc deverá ser maior do que a máxima corrente do ponto de instalação, tendo neste valor as eventuais manobras inclusas, e de que o tempo de memória deve permitir a coordenação com o RA, qualquer que seja o seu ajuste de operação (CARVALHO, 2010, p. 39).

4.5. COORDENAÇÃO DAS PROTEÇÕES

De acordo com o afirmado pela CPFL (2006, p. 4), a coordenação é definida como sendo o ato ou o efeito de dois ou mais equipamentos de proteção atuarem sob uma certa sequência de operação quando estes são ligados em série segundo uma certa ordem. Também conforme a CPFL (2006, p. 5), seletividade é a capacidade do equipamento de proteção mais perto da falta de antecipar a sua atuação, seja a falta transitória ou permanente. Desta forma, as proteções estão coordenadas e seletivas quando o primeiro equipamento a montante de um defeito atuar antes (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 48). Considerando a Figura 22, o primeiro equipamento a atuar sob a falta “A” deverá ser “D1”, de modo que os demais trechos do circuito permaneçam energizados.

Conforme Paradelo Junior (2006, p. 47), outro conceito de importância fundamental para o contexto da coordenação é o de zona de proteção primária, sendo os trechos do circuito situados a jusante de um determinado equipamento de proteção que deverá ser sensibilizado quando ocorrer uma falta.

Aproveitando o caso da Figura 22, pode-se também definir proteção de retaguarda, sendo aquele equipamento situado a montante do equipamento da zona de proteção primária, representada pelo equipamento “D4” (PARADELO JUNIOR, 2006, p. 48).
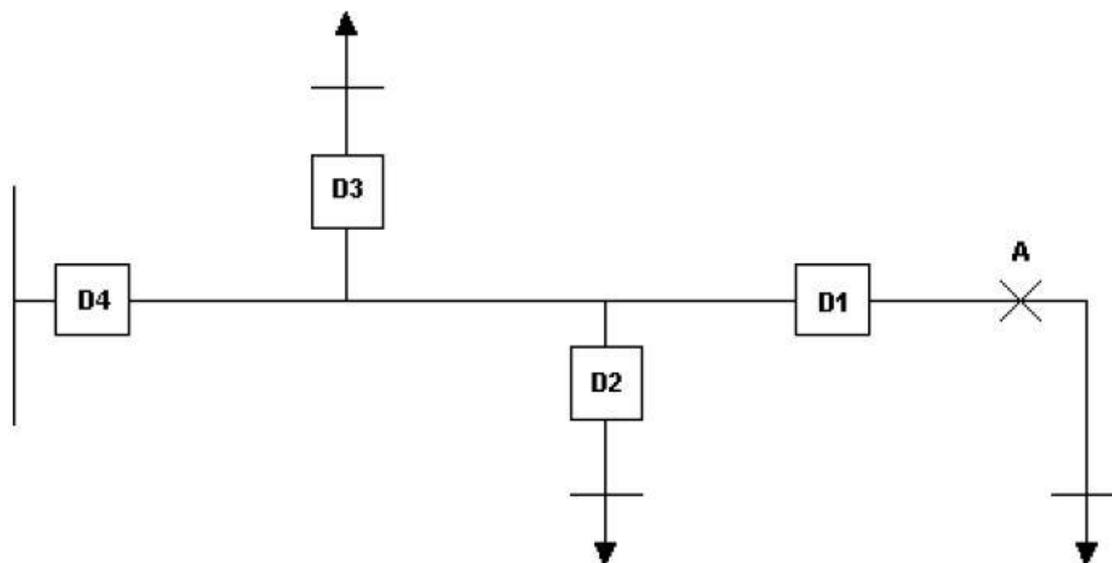
Figura 22: Conceito de coordenação e seletividade.
Fonte: PARADELO JUNIOR (2006).

Assim sendo, Vicentini (2003, p. 104) mostra que o objetivo principal de um estudo de coordenação e seletividade em um sistema de distribuição é melhorar a confiabilidade e a qualidade do serviço prestado aos consumidores pela empresa distribuidora de energia elétrica. Para isto, a proteção deve isolar o trecho da linha sob falta o mais rápido possível e com o menor dano para o restante do sistema (VICENTINI, 2003, p. 105).

Carvalho (2010, p. 40) complementa afirmando que a coordenação tem como objetivo que os equipamentos que não possuem relé de religamento não atuem na situação de um curto circuito do tipo transitório, e que no caso de faltas permanentes a menor quantidade possível de consumidores seja afetada.

4.5.1. Coordenação entre religador e seccionalizador

Diferentemente dos elos fusíveis, o seccionalizador permite coordenar com o religador em uma ampla faixa de ajuste de corrente, correspondendo a toda a faixa das correntes de curto existentes no alimentador, o que faz do

Secc o equipamento mais indicado para coordenar com o RA (VICENTINI, 2003, p. 127).

Vicentini (2003, p. 127) também mostra que outra relativa facilidade de coordenar um RA e um Secc está relacionada ao fato de que este não possui a característica *tempo x corrente*, sendo os ajustes da proteção feitos somente em função da relação entre a corrente nominal do religador e da corrente nominal do Secc.

Para que a coordenação entre religador e seccionalizador seja assegurada, é necessário que algumas condições sejam satisfeitas, como por exemplo:

- o equipamento de proteção de retaguarda, geralmente o religador, deverá ser capaz de sentir a mínima corrente de curto circuito na zona de proteção primária do Secc (CARVALHO, 2010, p. 50);
- o seccionalizador deverá sentir todas as correntes de falta que provocam atuações no religador, sendo que para tal o Secc deverá possuir o ajuste de sua bobina série para 160 % da corrente nominal do circuito, se for de controle hidráulico, e o RA para 200 % (AES ELETROPAULO, 2004, p. 174). Caso o Secc seja de controle eletrônico, a mínima corrente de disparo deve ser 100 % do valor do seu sensor de fase (SOUZA; SILVEIRA; GALVANI, 2011, p. 6);
- a mínima corrente de falta na zona de proteção do Secc deverá ser maior do que o mínimo valor ajustado para a sua sensibilização (SOUZA; SILVEIRA; GALVANI, 2011, p. 6);
- o Secc deverá ser configurado para operar com uma contagem a menos em relação ao RA (SOUZA; SILVEIRA; GALVANI, 2011, p. 6);
- a corrente de *pick-up*[1] do seccionalizador deverá ser 80 % da corrente de disparo do religador, independente da falta ser ou não à terra (SOUZA; SILVEIRA; GALVANI, 2011, p. 6);
- se tiver instalado no alimentador mais de um seccionalizador, aquele mais a jusante deverá ser ajustado para operar considerando uma contagem a

[1] Valor de grandeza {tensão, corrente, etc.} para o qual o relé inicia a atuação. (O SETOR ELÉTRICO, 2010).

menos do que aquele Secc mais a montante (AES ELETROPAULO, 2004, p. 174);

- o tempo de memória do Secc deverá ser maior do que o TAT (tempo acumulado total) do RA (VICENTINI, 2003, p. 128), sendo este a soma entre os tempos de operação e os tempos de religamento do equipamento a montante do Secc (EDP BANDEIRANTE, 1987, p. 71);
- o Secc que não possuir sensor de falta à terra pode ser coordenado com a mínima corrente de *pick-up* à terra do RA ou do equipamento de proteção de retaguarda. Vale ressaltar que neste caso pode haver operação indevida do Secc quando existirem correntes de *inrush* (CARVALHO, 2010, p. 50); cabe, então, o uso do restritor desse tipo de corrente;
- Seccs trifásicos exigirão que seu equipamento de retaguarda também o seja e que possua abertura simultânea (VICENTINI, 2003, p. 128). Caso contrário, pode acarretar na interrupção de uma corrente de falta pelo seccionalizador, operação não adequada ao equipamento (CARVALHO, 2010, p. 51);
- o resistor do sensor de terra do Secc deverá ter um valor ligeiramente inferior ao sensor residual de correntes de terra do RA (CARVALHO, 2010, p. 51);
- o uso do Secc depende do fato da zona de proteção do equipamento de retaguarda abranger todo o comprimento do ramal que o Secc tem a função de proteger, ou seja, para o qual é o equipamento de proteção primária, conforme Figura 23 (SOUZA; SILVEIRA; GALVANI, 2011, p. 6).
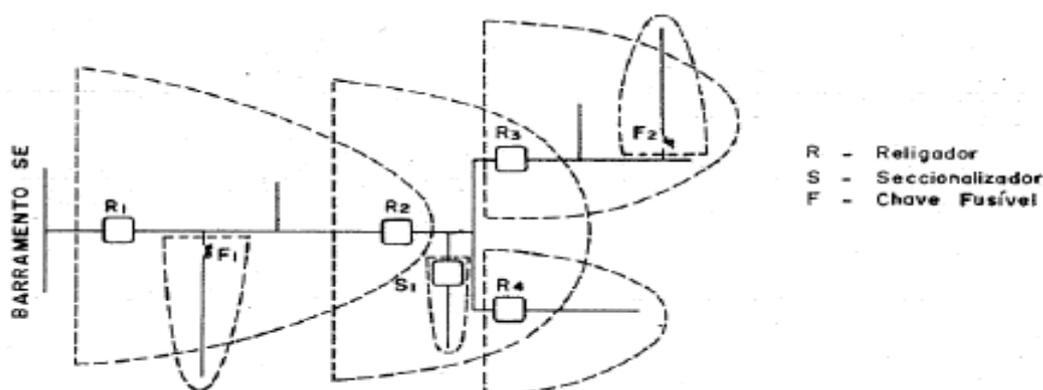
Figura 23: Zonas de coordenação.
Fonte: SOUZA; SILVEIRA; GALVANI (2011).

4.5.2. Coordenação entre religador-seccionalizador e elo fusível

Conforme Paradelo Junior (2003, p. 53), a coordenação entre religador, seccionalizador e elo fusível é de fundamental importância para um bom fornecimento de energia pelas empresas distribuidoras, principalmente por existirem muitos desses equipamentos nas RDs e quando se trata de faltas transitórias.

Para coordenar estes três equipamentos, é necessário que se leve em consideração todos os critérios usados para fazer a coordenação entre somente religador e elo fusível, e entre religador e seccionalizador (VICENTINI, 2003, p. 129).

Carvalho (2010, p. 51) observa que para haver coordenação entre Secc e fusível, é recomendável que o ajuste de operação do RA seja feito em uma curva rápida e três retardadas. Este ajuste garante, segundo Vicentini (2003, p. 129), que em caso de uma falta permanente a jusante do elo, este dispositivo abra o circuito antes que o Secc efetue todas as contagens para a sua abertura, se este não possuir restritor de tensão.

A Figura 24 representa um RA ajustado para uma operação rápida e três lentas e o Secc para operar após a terceira contagem de operação do RA. Pode-se observar que o elo fusível se rompe antes da última contagem do Secc, ocorrendo coordenação com garantia de seletividade (VICENTINI, 2003, p. 130).
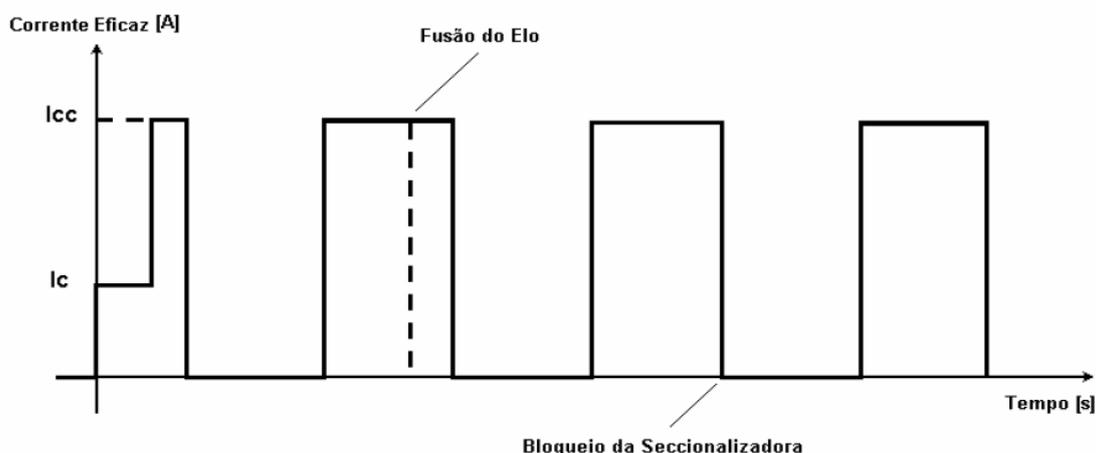
Figura 24: Atuações do elo e do Secc com um RA para 1 operação rápida e 3 lentas.
Fonte: VICENTINI (2003).

Se o RA fosse ajustado para duas curvas rápidas e duas lentas, o elo não iria se fundir durante as duas operações rápidas do religador. Desta forma e como geralmente o Secc fica programado para abrir na terceira operação do RA, poderia haver abertura simultânea entre o Secc e o elo, perdendo então a característica de seletividade entre as proteções (CARVALHO, 2010, p. 51).

Também segundo Carvalho (2010, p. 51), outro motivo que leva a afirmar que ocorreria a perda de seletividade seriam os dados históricos sobre os elos fusíveis, que dizem que em 85% dos casos eles rompem na primeira operação lenta do RA, 10% na segunda operação e 5% na terceira operação.

Para exemplificar, a Figura 25 mostra a situação em que haveria a abertura simultânea entre Secc e fusível, quando o ajuste do RA estiver em duas rápidas e duas lentas. O rompimento do elo fusível faria com que houvesse uma redução drástica no valor da corrente e que o Secc viesse a considerar tal fato como uma atuação do religador. Salienta-se que esta situação ocorreria se o seccionalizador não tivesse o acessório restritor de tensão para distinguir entre a abertura do circuito pelo fusível ou pelo RA (VICENTINI, 2003, p. 131).
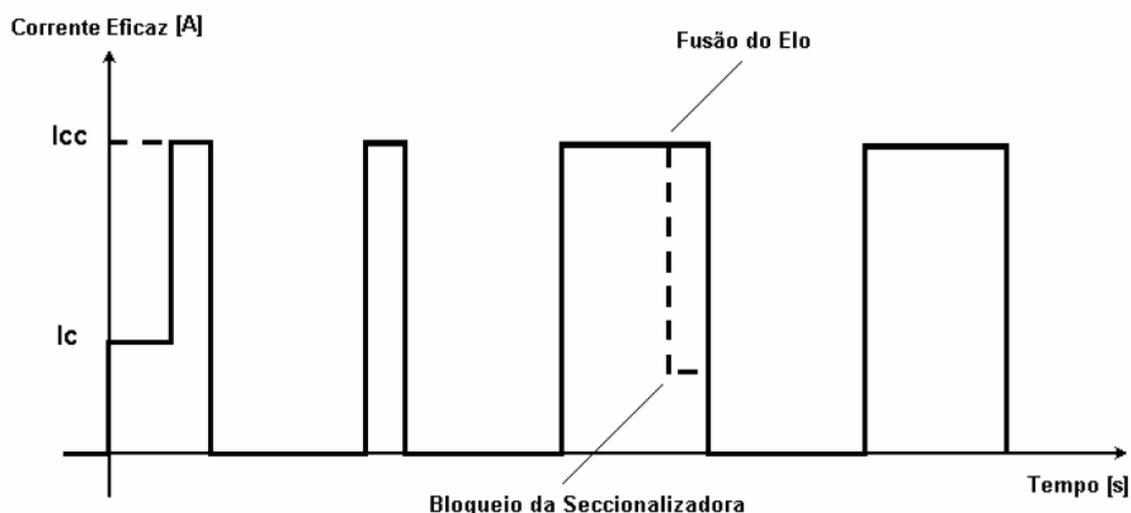
Figura 25: Atuações do elo e do Secc com um RA para 2 operações rápidas e 2 lentas. Fonte: VICENTINI (2003).

De acordo com Carvalho (2010, p. 52), é importante saber ajustar os equipamentos de proteção considerando duas curvas rápidas e duas lentas

para a atuação do religador, pois em 90% dos casos as faltas são extintas pelas duas operações rápidas, 5% na terceira operação (temporizada) e os outros 5% na quarta operação, também temporizada.

Para Paradelo Junior (2006, p. 56), deve-se ainda levar em consideração outros aspectos, tais como:

- deve-se adotar um fator de segurança para compensar eventuais erros no cálculo das correntes de curto circuito, erros na unidade de proteção do religador e erros do TC utilizado para fazer a medição dos valores de corrente. O valor da corrente de *pick-up* de sobrecorrente de fase do RA deverá ser menor do que a mínima corrente de falta fase-fase no final do trecho no qual o religador é a proteção primária, dividida pelo fator de segurança associado (de 1,5 a 2);
- o valor da sobrecorrente de neutro deve ser menor do que o valor da mínima corrente de curto fase-terra no final do trecho de proteção primária do RA. Deve ser também maior do que a corrente de retorno de neutro no caso de desequilíbrio de cargas.

Considerando uma RD com religador ajustado para duas operações rápidas e duas retardadas, elo fusível e Secc programado para três contagens, com todos os seus acessórios e tomando como base a Figura 26, Paradelo Junior (2006, p. 54) exemplifica uma coordenação seletiva quando, no caso de um defeito permanente no ponto A, o fusível 1 romper e eliminar a corrente de falta, fazendo com que todos os consumidores ligados a sua montante tenham uma continuidade de serviço.

Analisando a mesma figura sob as mesmas condições, nota-se que no caso de uma falta na saída do Secc, o RA irá efetuar as suas duas operações rápidas e, se a falta ainda persistir, o Secc irá abrir o circuito. Desta forma, o trecho protegido pelo elo 3 não sofre uma falta de energia elétrica.
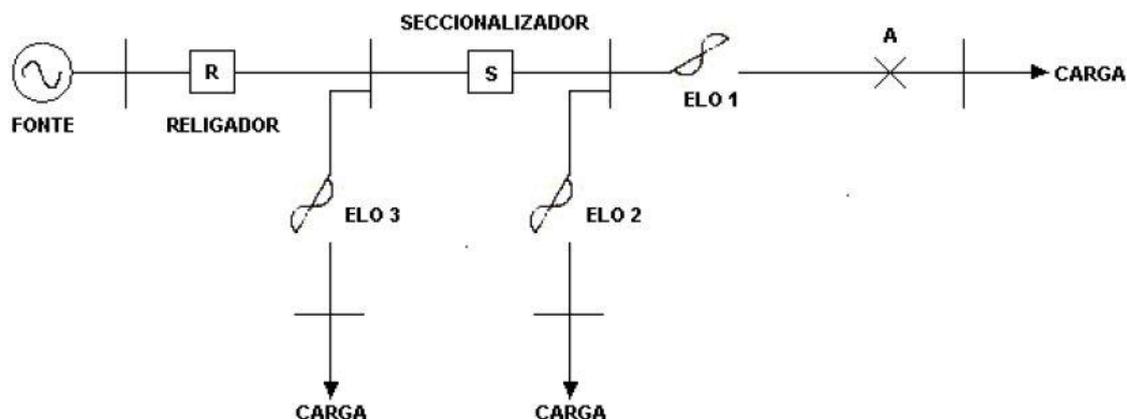
Figura 26: Topologia da rede com RA, Secc e elo fusível.
Fonte: PARADELO JUNIOR (2006).

4.5.3. Considerações gerais

Carvalho (2010, p. 53) conclui as considerações sobre coordenação das proteções lembrando que um sistema de proteção coordenado tem o objetivo de evitar que faltas transitórias provoquem o rompimento dos elos fusíveis e que, em situações de curto permanente, o menor trecho possível da rede seja desligado, implicando em um número menor de consumidores atingidos pela descontinuidade de serviço.

Da mesma forma, um esquema de proteção é seletivo se permitir que a falta seja extinta pelo equipamento de proteção mais próximo, independente da mesma ser permanente ou transitória.

Carvalho (2010, p. 53) também afirma que o esquema de proteção utilizado influencia diretamente na melhoria dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica.

4.6. VANTAGENS DE UM SECCIONALIZADOR

Apesar do fato de que para um bom sistema de proteção seja necessário o emprego de vários equipamentos coordenados e seletivos entre

si, existem situações em que um equipamento tem seu uso mais vantajoso em relação aos outros equipamentos. Pelo princípio de operação e pelos locais de aplicação, os equipamentos considerados para substituir ou não os Seccs serão os religadores e as chaves fusíveis.

Quando um seccionalizador é instalado em substituição a um elo fusível, algumas vantagens podem ser consideradas, tais como:

- a coordenação com o equipamento de retaguarda do Secc, geralmente o RA, é efetiva em toda a faixa de ajuste deste equipamento (AES ELETROPAULO, 2004, p. 70);
- a interrupção das 3 fases é feita de forma simultânea (CPFL, 2006, p. 30);
- existe a possibilidade de ser mais um ponto de manobra sob carga no sistema (DECANINI, 2008, p. 36);
- permite efetuar ajustes independentes para fase e para terra (CPFL, 2006, p. 30);
- proporciona a extinção de gastos relacionados à troca dos elos fusíveis (AES ELETROPAULO, 2004, p. 70);
- proporciona a eliminação das chances de erro humano na troca dos elos fusíveis, provocando uma perda parcial de coordenação e um prejuízo ao sistema (EDP BANDEIRANTE, 1987, p. 63).

AES ELETROPAULO (2004, p. 70) e EDP BANDEIRANTE (1987, p. 63) complementam afirmando que o uso dos Seccs em substituição a elos fusíveis somente é viável em situações economicamente justificáveis, levando em consideração a densidade de carga elevada, cargas especiais, indústrias, dentre outros.

Como desvantagem do Secc em relação às chaves fusíveis, Carvalho (2010, p. 34) comenta que aquele pode apresentar uma taxa de falha relativamente maior e um custo também maior.

Já em comparação com os religadores, os Seccs têm uma instalação mais barata, representando um custo inicial menor, além de ter uma taxa de manutenção também menor (CARVALHO, 2010, p. 34).

Vicentini (2003, p. 77) afirma que os Seccs podem ser aplicados em áreas nas quais a corrente de curto circuito tem um valor muito alto, situações em que religadores de pequeno porte em relação aos níveis de curto circuito e capacidade de interrupção não são recomendados; salienta-se que, para tal, não se considera a interrupção da corrente de falta.

5. O ALIMENTADOR PALMITAL

5.1. CARACTERÍSTICAS DO ALIMENTADOR

O alimentador Palmital, objetivo de estudo deste trabalho, tem como fonte a subestação Pinhais, pertencente ao conjunto Pinhais. Deste conjunto fazem parte outros alimentadores como Alphavile, Antonieta, Betonex, Irai, Juazeiro e Poetas (SANTOS, 2013c).

Segundo Santos (2013c), o alimentador Palmital possui uma extensão de 43,9 km de rede e é responsável pelo atendimento de 5.928 consumidores, sendo 215 comerciais, 54 industriais, 20 de poder público, 5.616 residenciais, 20 rurais e 3 de serviço público.

Sobre o Conjunto Pinhais, a Copel (2012) afirma que o mesmo é formado “por áreas de ocupação irregular, áreas de risco para atendimento noturno e grande incidência de furtos e vandalismo aos componentes da rede de distribuição”. A concessionária assegura ainda que estes motivos tornam o acesso dificultado e impedem maior agilidade no restabelecimento de energia elétrica.

De acordo com o DSMCBN da Copel, por intermédio de Santos (2013c), o alimentador Palmital obteve em 2011 o segundo pior lugar dentre todos os alimentadores do seu conjunto, referente às compensações pagas a consumidores devido aos índices DIC, FIC e DMIC. Este ranking de alimentadores e compensações pode ser visto a seguir na Tabela 2.

Tabela 2: *Ranking* das multas por DIC, FIC e DMIC nos alimentadores do Conjunto Pinhais em 2011.

COLOCAÇÃO	ALIMENTADOR	DIC	FIC	DMIC	TOTAL
1º	POETAS	R$ 7.397,32	R$ 10.034,85	R$ 5.618,88	R$ 23.051,05
2º	PALMITAL	R$ 6.967,36	R$ 2.442,87	R$ 1.795,35	R$ 11.205,58
3º	JUAZEIRO	R$ 2.970,68	R$ 0,00	R$ 3.678,65	R$ 6.649,33
4º	BETONEX	R$ 2.471,11	R$ 1.324,91	R$ 1.227,20	R$ 5.023,22
5º	ANTONIETA	R$ 1.862,96	R$ 502,83	R$ 1.491,24	R$ 3.857,03
6º	ALPHAVILLE	R$ 356,75	R$ 2,21	R$ 2.815,17	R$ 3.174,13
7º	IRAI	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 2.986,51	R$ 2.986,51
TOTAL					R$ 55.946,85

Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

A partir desta mesma tabela, pode-se perceber que o valor das compensações pagas pelo Palmital representa 20 % do valor total pago pelos sete alimentadores do conjunto. Apesar desta porcentagem não representar um valor expressivo, nota-se que o montante de R$ 11.205,58 é demasiadamente alto, visto que se poderia investir em melhorias na infraestrutura da rede elétrica com este valor.

Este mesmo conjunto finalizou 2012 com um total de R$ 47.409,37 pagos por multas relativas aos mesmos indicadores, representando uma redução de 15,25 % em relação ao ano anterior, conforme Gráfico 1.
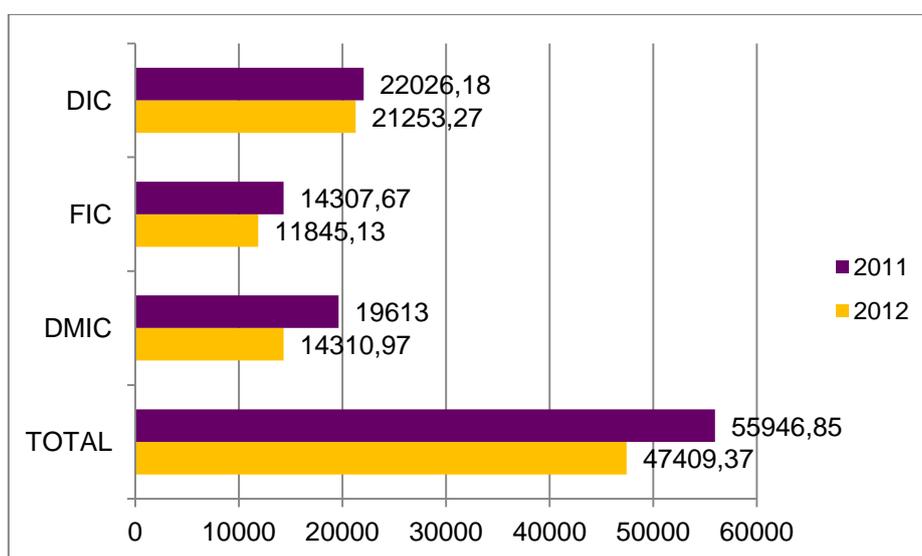
Gráfico 1: Compensações de DIC, FIC e DMIC no conjunto Pinhais em 2011 e 2012.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

5.1.1. Instalação do Secc

A instalação do Secc ocorreu no dia 18 de abril de 2012, na Rua Humberto de Alencar Castelo Branco, Pinhais/PR, próximo à Rua Nilo Peçanha. Neste ponto de localização da RD, cerca de 55 % dos consumidores do alimentador Palmital ficaram situados a jusante do seccionalizador. Conforme definido por Prazeres (2008, p. 36), para a instalação de equipamentos em postes, estes deverão ser de 12 m. Por isso, foi necessária a

substituição do poste B-1,5 / 1000 kgf / 10,5 m por um poste B / 600 kgf / 12 m (conforme destaque na Figura 27).
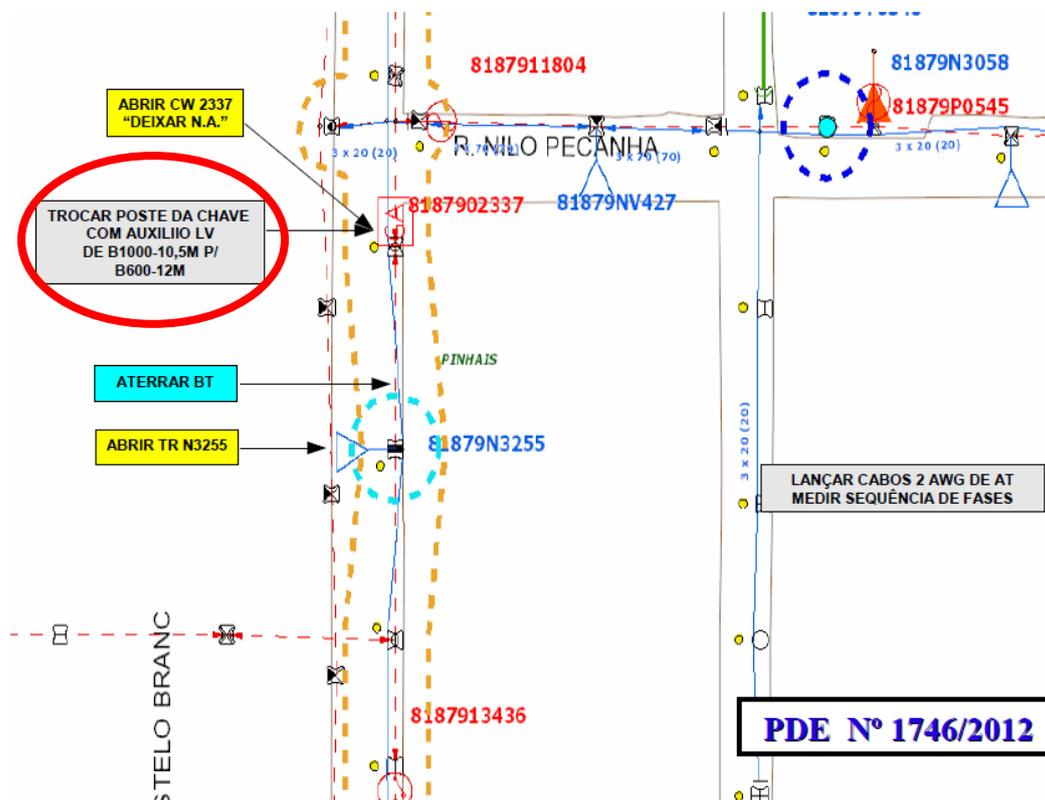
Figura 27: Solicitação da Copel para mudança de poste para a instalação do Secc. Fonte: Adaptado de SANTOS, Gelson (2012a).

O seccionalizador começou a operar em 10 de agosto de 2012, quando até então estava em *by pass* por uma chave faca. Esse período entre a instalação e o início da operação foi necessário para o ajuste dos parâmetros da coordenação da proteção, visando a operação de forma eficaz com o religador da SE Pinhais. O detalhe da chave de *by pass* pode ser visto na Figura 28.

Figura 28: Detalhe da chave de *by pass* na instalação do Secc.
Fonte: As autoras.

5.1.1.1. Características do Secc instalado

O equipamento instalado para execução deste estudo, o seccionalizador (em destaque na Figura 29), é do tipo trifásico automático, com isolação e extinção do arco à gás SF_6, modelo JK-GACSBS-15 marca Arteche, tecnologia Jin Kwang E&C Corporation (Korea).

Figura 29: Secc instalado modelo JK-GACSBS-15.
Fonte: As autoras.

Conforme placa de identificação, este modelo de Secc apresenta os valores nominais listados abaixo:

- tensão nominal = 15 kV;
- frequência nominal = 60 Hz;
- corrente nominal = 630 A;
- corrente momentânea nominal = 12,5 kA (eficaz);
- corrente de fechamento nominal = 32,5 kA (pico);
- tensão suportável à frequência industrial = 50 kV;
- tensão suportável de impulso atmosférico = 110 kV;
- pressão nominal do gás = 1,5 kgf/cm^{2}g;
- transformadores de corrente: 3 x 1000 – 1 A, 5P10, FT 1,2;
- massa = 160 kg.

Para que o Secc pudesse operar coordenado com o RA a sua montante, religador este que está localizado na SE Pinhais, alguns parâmetros tiveram que ser definidos pela Copel. O software utilizado para isto foi o FTUSet versão 3.2.2 de 2005, da P&C Technologies Co. Ltda, que permite ajustar diversas funções, como a corrente de *pick-up* de fase e de terra, que são ajustadas para quaisquer tipos de operação do equipamento. Para que este opere como seccionalizador, também foram definidos os parâmetros específicos relacionados ao número de contagens e ao tempo de *reset* das operações, destacados de forma genérica na Figura 30.
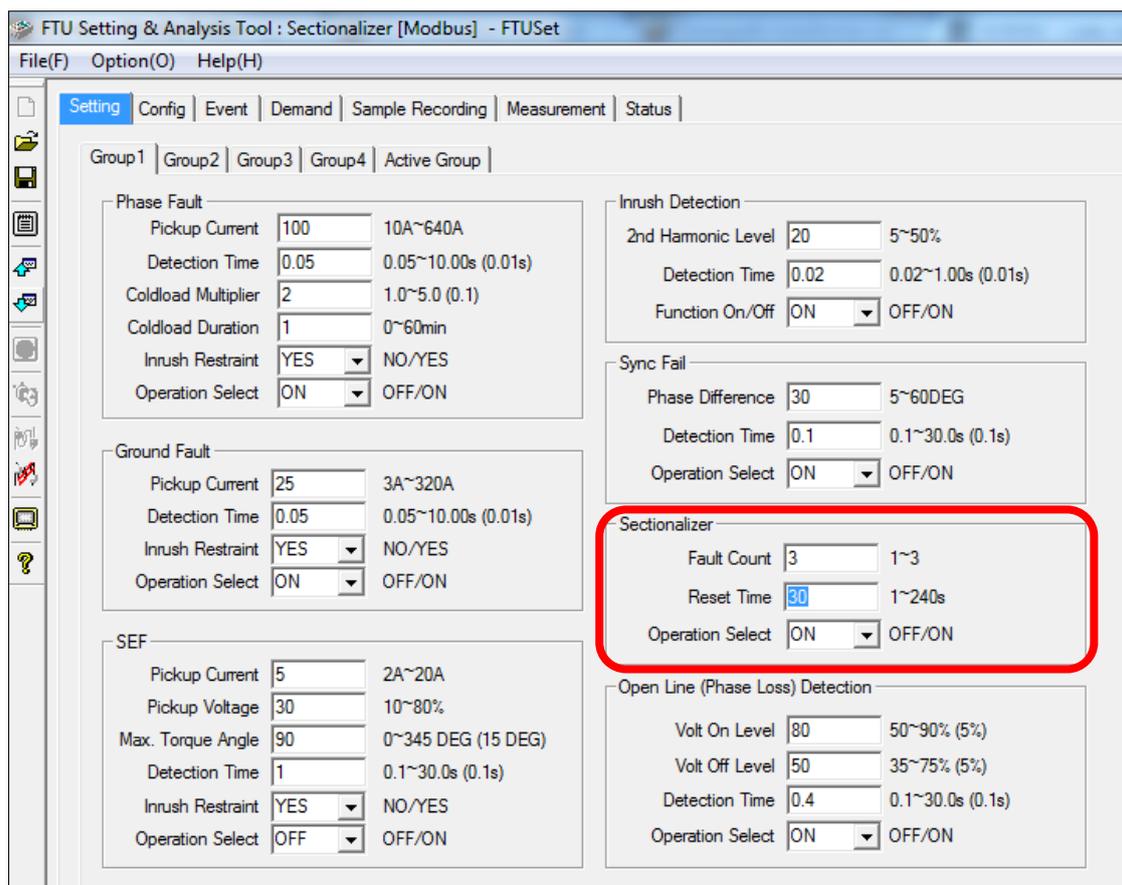
Figura 30: Display de ajustes do FTUSet meramente ilustrativo.
Fonte: As autoras.

Além de ajustar os parâmetros, este software permite observar, por exemplo, o estado da chave (aberta/fechada), o tipo de comando (remoto/local) e em qual(is) fase(s) a falta foi detectada (Figura 31).

Figura 31: Display de status do seccionalizador no FTUSet.
Fonte: As autoras.

Vale salientar que o Secc foi instalado sem automação, ou seja, sem conexão de um meio de comunicação com o sistema da Copel. Desta forma, todos os eventos das atuações ficaram registrados somente no relé de proteção do Secc, sendo necessário o recolhimento destas informações no local periodicamente por uma equipe de manutenção da concessionária.

5.2. DESEMPENHO DO ALIMENTADOR – CENÁRIO ANTERIOR

Para a execução deste estudo, foi considerado duas situações: uma situação antes da instalação do Secc e outra situação depois do Secc, chamadas de cenário anterior e cenário atual, respectivamente. Esta divisão é necessária para poder avaliar o desempenho do alimentador Palmital no que

diz respeito à evolução ou não dos indicadores de continuidade de fornecimento decorrente da instalação do Secc.

No caso do cenário anterior, foi usado como comparação os dados do Palmital referente aos anos de 2010, 2011 e aos meses que antecederam a entrada em operação do Secc em 2012 (janeiro a julho).

No ano de 2011, tanto os valores de DEC quanto de FEC do alimentador Palmital ultrapassaram os limites estabelecidos pela Aneel, conforme pode ser visto na Tabela 3. Pela mesma tabela, observa-se que nos meses considerados de 2012 somente o indicador DEC superou o valor limite.

Tabela 3: Comparação entre os valores realizado e limite dos indicadores DEC e FEC de 2011 e de janeiro a julho de 2012.

	2011		JAN-JUL/2012	
	Realizado	Limite	Realizado	Limite
DEC	13,52	9	7,38	6
FEC	11,23	11	5,74	7

Fonte: Copel (2011).

Como já mostrado anteriormente, só o alimentador Palmital desembolsou em 2011 R$ 11.205,58 para pagar multas por DIC, FIC e DMIC. Por meio do Gráfico 2, percebe-se que o indicador que mais contribuiu para o mau desempenho do alimentador Palmital foi o DIC anual, representando pouco mais de 62 % do total.
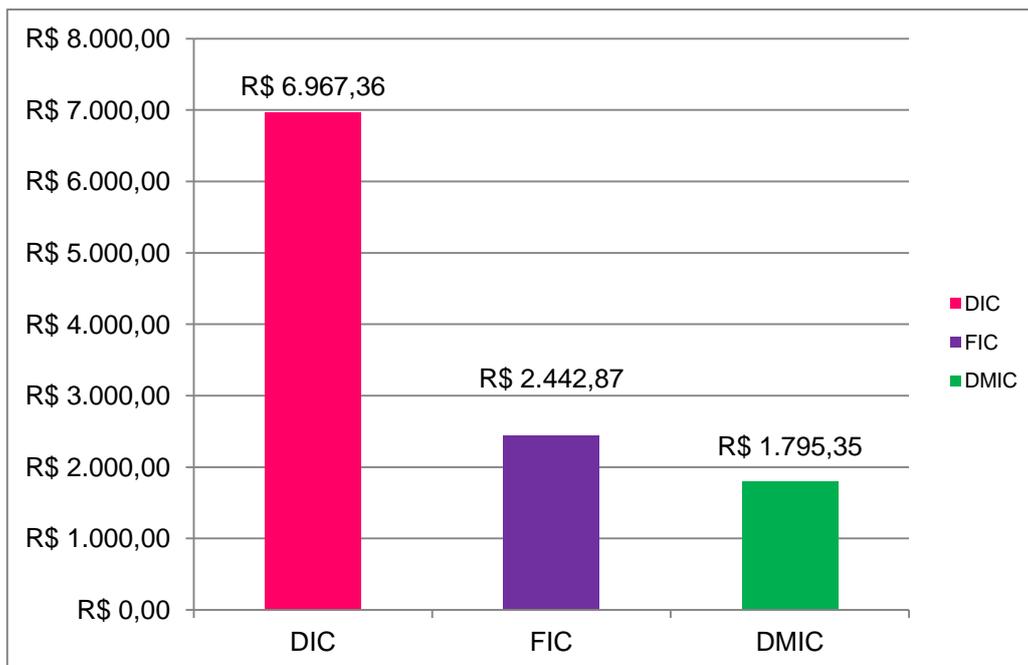
Gráfico 2: Valores das compensações de DIC, FIC e DMIC no Palmital em 2011.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

De janeiro a julho de 2012, este mesmo alimentador pagou por compensações de DIC, FIC e DMIC um valor de R$ 4.701,18, valor que ainda está longe do ideal: zero. Novamente pode-se perceber, agora por meio do Gráfico 3, que o indicador de continuidade de fornecimento responsável pelo maior valor de multa no Palmital no cenário anterior de 2012 foi o DIC, representando 76,87 % do total.
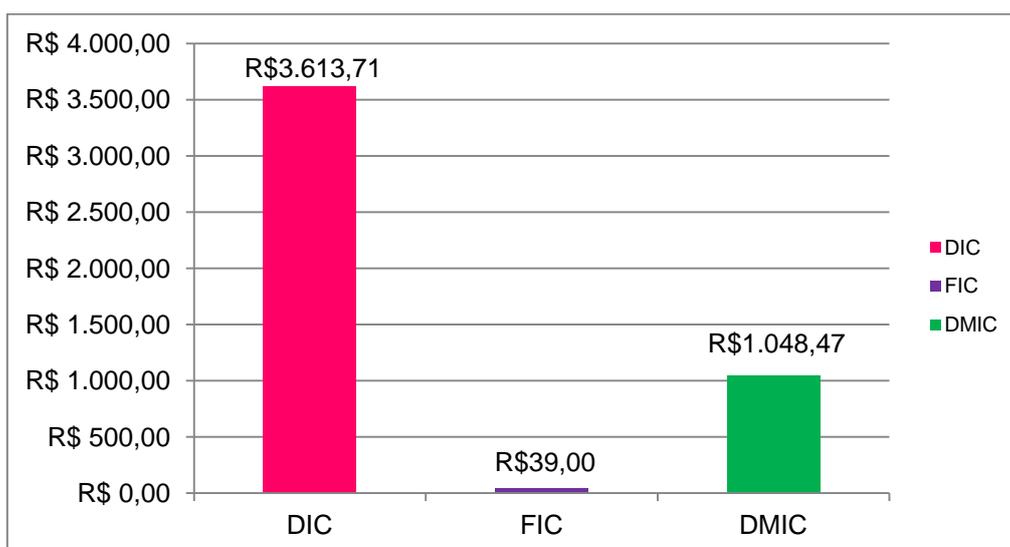
Gráfico 3: Valores das compensações de DIC, FIC e DMIC no Palmital no cenário anterior de 2012.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

Conforme pode ser observado no Gráfico 4, ocorreram 54 interrupções no Palmital em 2010. Dentre as várias causas, as que se destacaram foram descarga atmosférica e vento/vendaval, representando 29,63 % e 12,96 % do total, respectivamente. Destas, todas foram do tipo acidental, que segundo Santos (2013a) corresponde à “ocorrência referente à interrupção causada por um desligamento forçado ou acidental (que não se enquadra na programada)”.
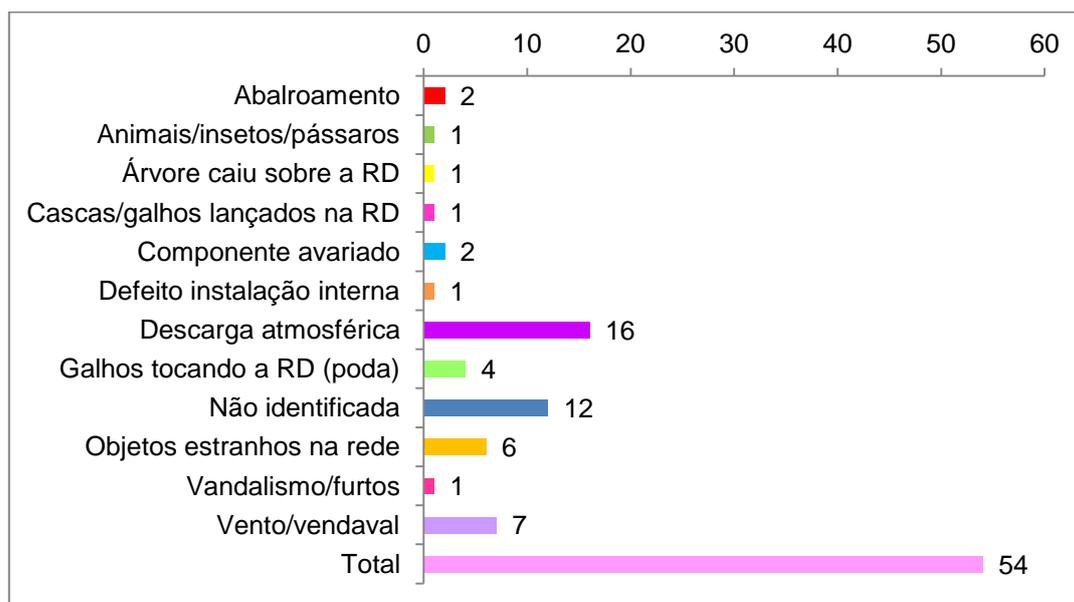
Gráfico 4: Causas das interrupções ocorridas no Palmital em 2010.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

A maioria das interrupções descritas acima foram consideradas interrupções temporárias de tensão, que são limitadas a 3 minutos, não resultando desta forma em contabilização no DMIC.

A partir do Gráfico 5, nota-se que ocorreu uma diminuição de 27,78 % no número de ocorrências de 2010 para 2011. Contudo, a descarga atmosférica continuou sendo a causa mais significativa. Todas foram do tipo acidental exceto a manutenção corretiva, que foi classificada como voluntária, que segundo Santos (2013c) é uma

> ocorrência referente à interrupção que resulta da retirada voluntária de serviço de um componente do Sistema Elétrico (SE, USINA, AL, chave, circuito de BT, etc.), geralmente para execução de manobras na rede de distribuição, a fim de localizar e/ou isolar trechos com defeito, ou ainda, para realizar serviços de manutenção corretiva na rede, bem como obras ou manutenção preventiva sem aviso prévio aos consumidores.
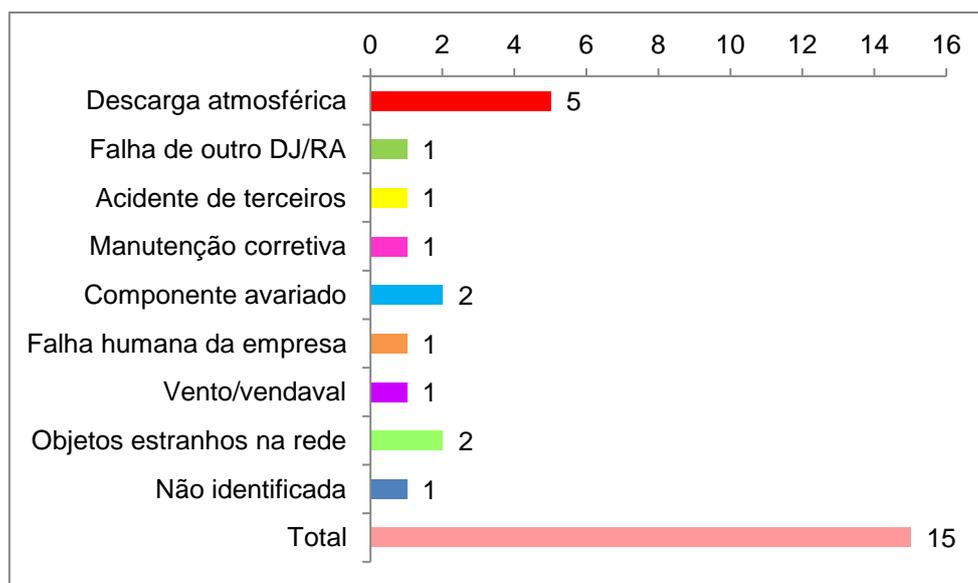
Gráfico 5: Causas das interrupções ocorridas no Palmital em 2011.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

Apesar da descarga atmosférica ter se repetido com maior frequência em 2010 e 2011, percebe-se pelo Gráfico 6 que esta não contribuiu expressivamente para o DIC por ser uma interrupção de curta duração. No entanto, objetos estranhos na rede foi em 2011 a causa de maior influência para este indicador mesmo tendo ocorrido apenas 2 de 15 vezes.
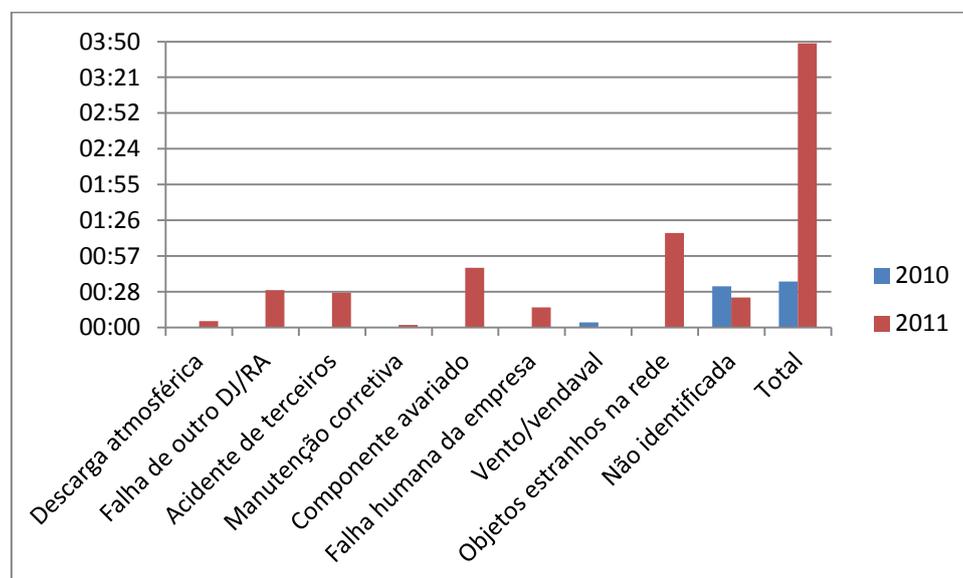
Gráfico 6: Causas com tempo maior do que zero minutos *versus* duração das interrupções ocorridas no Palmital em 2010 e 2011.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

Nos meses de 2012 considerados no cenário anterior, ocorreram somente 3 interrupções, sobre as quais são apresentadas as principais características (tipo, duração e causa) na Tabela 4.

Tabela 4: Tipo, causa e duração das interrupções no Palmital no cenário anterior de 2012.

Tipo	Causa	Duração
Acidental	Componente avariado/desrregulado	01:03:00
Acidental	Cascas/galhos lançadas na RD	00:30:00
Acidental	Componente avariado/desrregulado	01:28:00

Fonte: Adaptado de SANTOS (2013d).

5.3. DESEMPENHO DO ALIMENTADOR – CENÁRIO ATUAL

Para a análise do cenário atual, o período considerado (após a instalação do Secc) foi referente aos meses de agosto a dezembro de 2012.

Neste intervalo de tempo, a Aneel estipulou valores limites para o conjunto Pinhais de 9 e 11 referente aos indicadores DEC e FEC, respectivamente. No caso do FEC, o valor realizado foi de 9,33, ficando dentro do estabelecido. Já o DEC apresentou ultrapassagem do limite, com um valor de 12,19 (COPEL, 2012).

Referente às compensações por DIC, FIC e DMIC e como pode ser visto no Gráfico 7, o montante desembolsado neste cenário somente pelo alimentador Palmital correspondeu a R$ 5.047,11. Da mesma forma que no cenário anterior, o DIC continuou sendo o indicador de continuidade que mais contribuiu, representando 72,79 % do total das compensações.
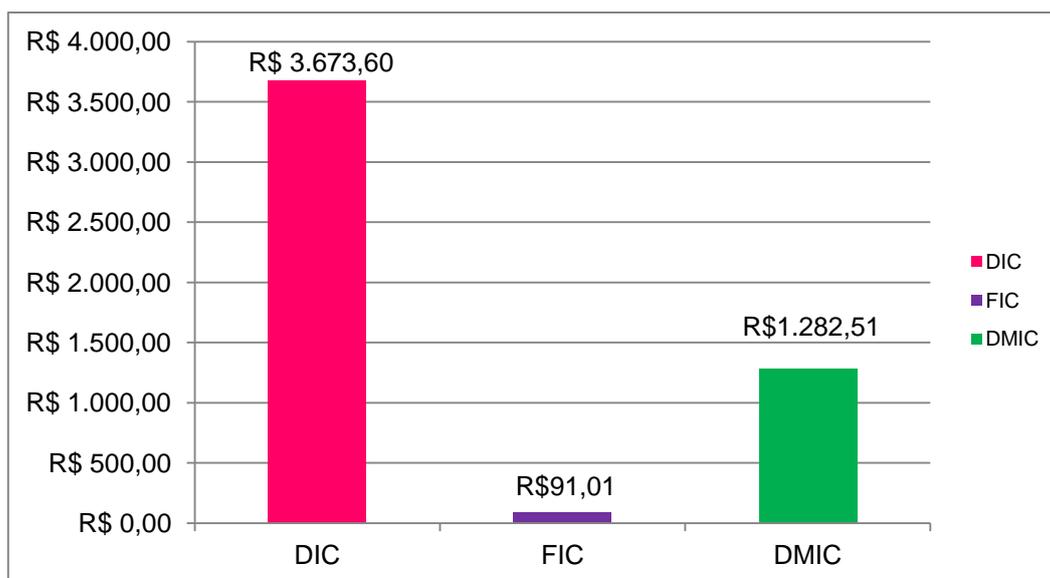
Gráfico 7: Valores das compensações de DIC, FIC e DMIC no Palmital no cenário atual de 2012.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c).

Conforme pode ser observado no Gráfico 8, ocorreram 10 interrupções no Palmital para o cenário atual. Dentre as várias causas, a que se destacou foi cascas/galhos lançados na RD, sendo do tipo acidental e representando 30 % do total (SANTOS, 2013d). Duas destas três interrupções foram consideradas interrupções temporárias de tensão, não contabilizando DMIC.
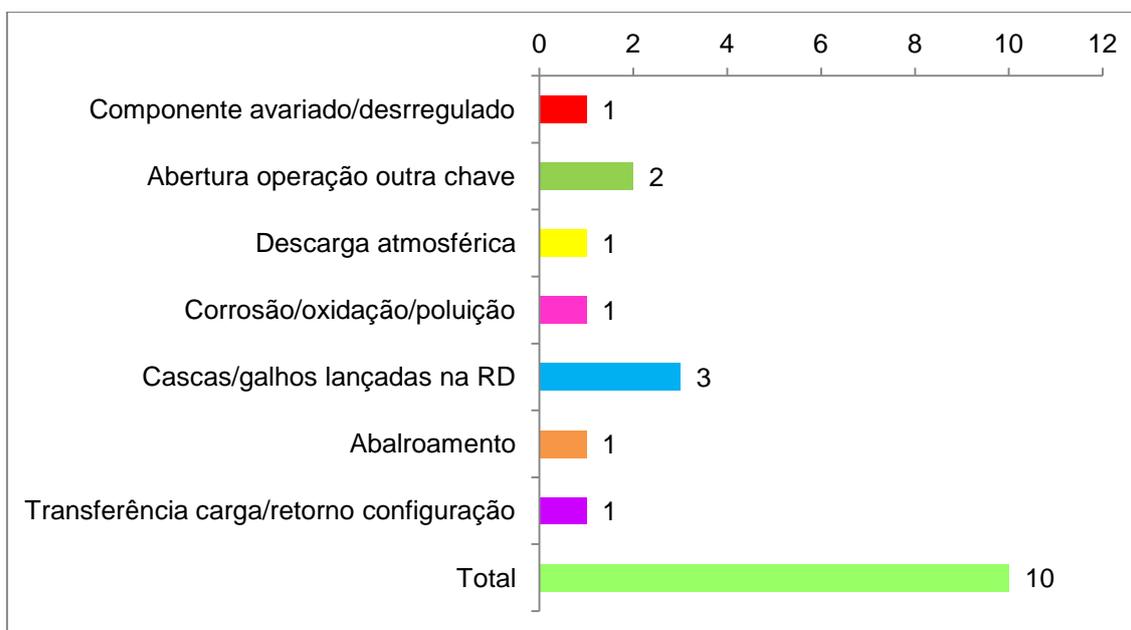
Gráfico 8: Causas das interrupções ocorridas no Palmital para o cenário atual.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013d).

A causa que apresentou uma maior duração de interrupção foi “corrosão/oxidação/poluição”, como mostrado no Gráfico 9, apesar de ter acontecido somente uma vez. Isto pode indicar a necessidade da concessionária manter sempre atualizada a sua infraestrutura de rede por meio de manutenções preventivas e/ou corretivas. Quanto às demais causas que apresentaram um valor considerável de duração (causas 1, 4 e 5 do Gráfico 9), pode-se perceber ligação com ações humanas ou com eventos da natureza.
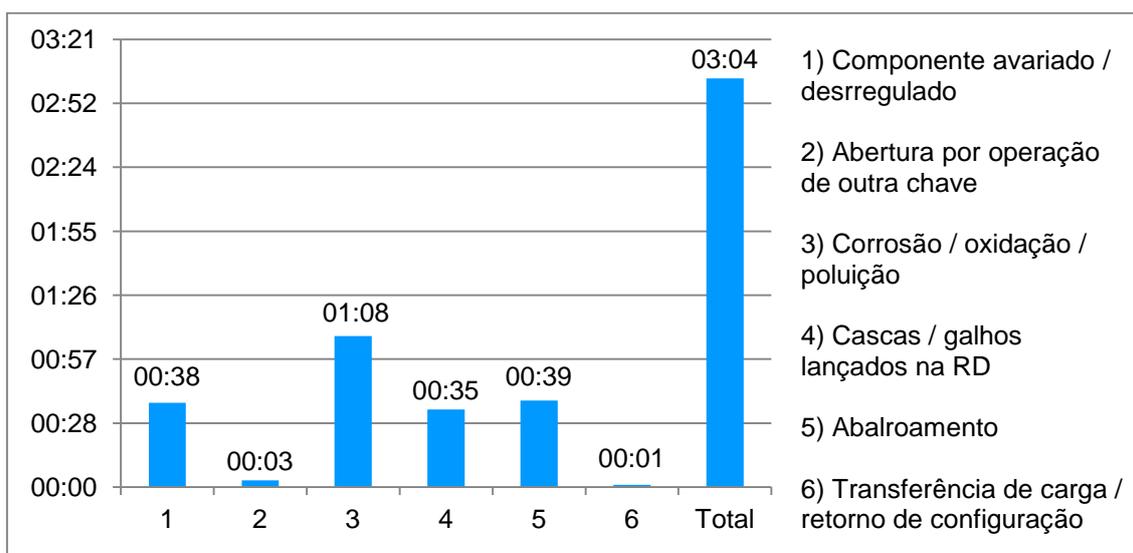
Gráfico 9: Causas com tempo maior do que zero minutos versus duração das interrupções ocorridas no Palmital no cenário atual.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013d).

Ao se detectar uma abertura do RA e em casos de existência de equipamentos não automatizados no alimentador, a equipe de manutenção da concessionária é destinada a percorrê-lo em busca do trecho sob falta. De acordo com a metodologia utilizada pela Copel para o registro dos desligamentos, o tempo da interrupção para o religador começa a ser contado com a sua abertura definitiva e só é cessado quando for encontrado um equipamento no estado aberto. Então, o mesmo tem seu tempo de interrupção iniciado até que seja encontrado um novo equipamento aberto a sua jusante ou que se elimine a causa do defeito na RD (SANTOS, 2013b).

Considerando apenas as interrupções que provocaram atuações do Secc (5 das 10 relatadas anteriormente), a Tabela 5 mostra que em 60 % das ocorrências o instante do término da interrupção no RA foi coincidente com o instante do início da interrupção no Secc. Esta coincidência é devida ao fato do

Secc ser o primeiro equipamento encontrado aberto a jusante do RA. Desta forma, o restante das ocorrências não tiveram os horários em questão coincidentes porque havia outro equipamento aberto entre o RA e o Secc ou porque o eletricista de campo percorreu outro ramal do alimentador antes de avaliar o trecho em que o seccionalizador está instalado.

Tabela 5: Causas, datas e horários de início e término das interrupções feitas pelo RA da SE Pinhais e pelo Secc no alimentador Palmital no cenário atual.

Ocorrência	Causa da interrupção	Início da interrupção no RA	Término da interrupção no RA	Início da interrupção no Secc	Término da interrupção no Secc
1	Componente avariado/desrregulado	12/09/12 10:56	12/09/12 11:34	12/09/12 11:39	12/09/12 11:47
2	Corrosão/oxidação/poluição	21/10/12 07:24	21/10/12 08:32	21/10/12 08:32	21/10/12 08:46
3	Cascas/galhos lançadas na RD	22/10/12 23:25	22/10/12 23:57	23/10/12 00:25	23/10/12 01:11
4	Cascas/galhos lançadas na RD	23/10/12 02:52	23/10/12 02:53	23/10/12 02:53	23/10/12 03:11
5	Abalroamento	04/11/12 19:54	04/11/12 20:33	04/11/12 20:33	04/11/12 20:45

Fonte: Adaptado de SANTOS (2013d).

Com base no princípio de operação do seccionalizador (que é isolar o trecho sob falta pela sua abertura com o RA a montante fechado), nota-se que aconteceram aberturas indevidas do religador da SE Pinhais. Como as 5 faltas relatadas na Tabela 5 ocorreram a jusante do Secc, o mesmo atuou da forma correta, abrindo os seus contatos (SANTOS, 2013b). Com a sua abertura, o esperado seria que o religador a sua montante não sentisse mais a falta, mantendo-se fechado após a sua última tentativa de religamento. Contudo, mesmo com o Secc aberto o RA também abriu, entrando em disparo definitivo e contabilizando mais uma ocorrência no alimentador Palmital de forma errônea.

O comportamento equivocado do religador da SE Pinhais pode ser atribuído aos ajustes da proteção do:

- Secc, que podem ter sido feitos de forma a não proporcionar coordenação correta com o religador;
- RA, que podem ter sido feitos de forma a não proporcionar coordenação e seletividade corretas com o Secc ou também porque o RA pode estar operando com os seus ajustes anteriores à instalação do seccionalizador.

5.3.1. Comportamento esperado dos equipamentos

Nas interrupções ocasionadas por faltas a jusante do seccionalizador, o religador da SE Pinhais entrou em disparo definitivo de forma equivocada pelos prováveis motivos apresentados anteriormente. Desta forma, não foi possível analisar os resultados de uma correta operação conjunta entre religador e Secc. Por este motivo, foi feita uma análise do comportamento esperado destes equipamentos nos casos já existentes das faltas a jusante do Secc no cenário atual, considerando que somente este teria aberto. Para isso, considerou-se que o "Início da interrupção no RA" da Tabela 5 fosse na verdade o "Início da interrupção no Secc" da Tabela 6, como mostrado a seguir, sendo que o instante de restabelecimento do circuito ("Término da interrupção no Secc") foi mantido o mesmo.

Tabela 6: Causas, datas e horários de início e término das interrupções considerando o comportamento esperado do RA no alimentador Palmital no cenário atual.

Ocorrência	Causa da interrupção	Início da interrupção no Secc	Término da interrupção no Secc
1	Componente avariado/desrregulado	12/09/12 10:56	12/09/12 11:47
2	Corrosão/oxidação/poluição	21/10/12 07:24	21/10/12 08:46
3	Cascas/galhos lançadas na RD	22/10/12 23:25	23/10/12 01:11
4	Cascas/galhos lançadas na RD	23/10/12 02:52	23/10/12 03:11
5	Abalroamento	04/11/12 19:54	04/11/12 20:45

Fonte: Adaptado de SANTOS (2013d).

Com relação à frequência das interrupções e considerando que em 50 % dos casos ocorridos neste cenário somente o Secc deveria ter aberto, a frequência de atuações do religador teria sido reduzida pela metade (FIC_{RA} = 5, ao invés de FIC_{RA} = 10 como realmente aconteceu). Desta forma, o valor de FIC = 5 seria aplicado para 45 % dos consumidores, ou seja, para aqueles que estão a montante do Secc. A Figura 32 faz a distinção dos consumidores que não sofreriam interrupções (em verde) em relação àqueles que as sofreriam (em vermelho).
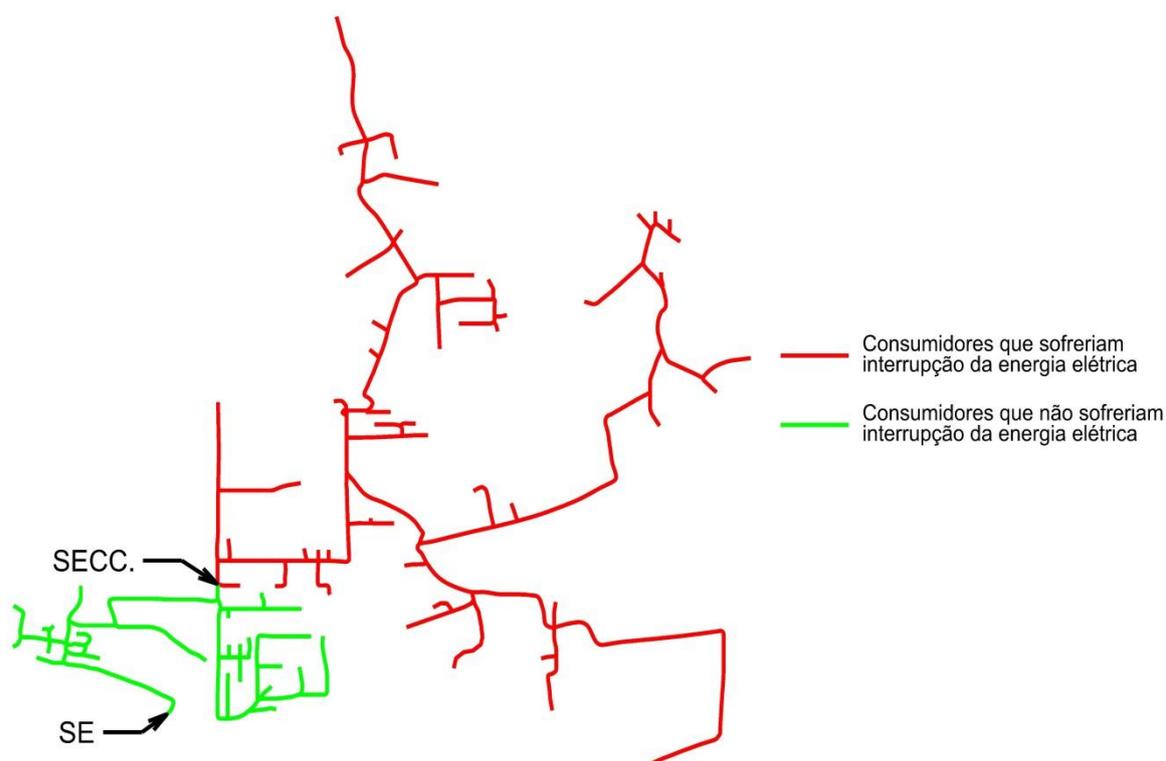
Figura 32: Representação dos trechos do Palmital com e sem energia elétrica considerando o comportamento esperado do RA.
Fonte: As autoras.

Quanto às durações das interrupções e ainda considerando que o RA permaneceria fechado para os casos em que Secc atuou, teríamos que o tempo dessas ocorrências (05:09 horas) não contabilizariam para o DIC dos consumidores situados a montante do seccionalizador. Essas cinco horas e nove minutos foram calculadas subtraindo-se o “Término da interrupção no Secc” do “Início da interrupção no Secc”, conforme valores da Tabela 6.

5.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS

Com relação aos cenários apresentados anteriormente, observa-se que somente em 2011 o indicador FEC ultrapassou o valor limite estipulado pela Aneel, como mostrado no Gráfico 10. Nota-se também que este limite de 11 é anual e permaneceu o mesmo no final de cada ano considerado, sendo que o valor de 7 é o equivalente até o mês de julho de 2012.
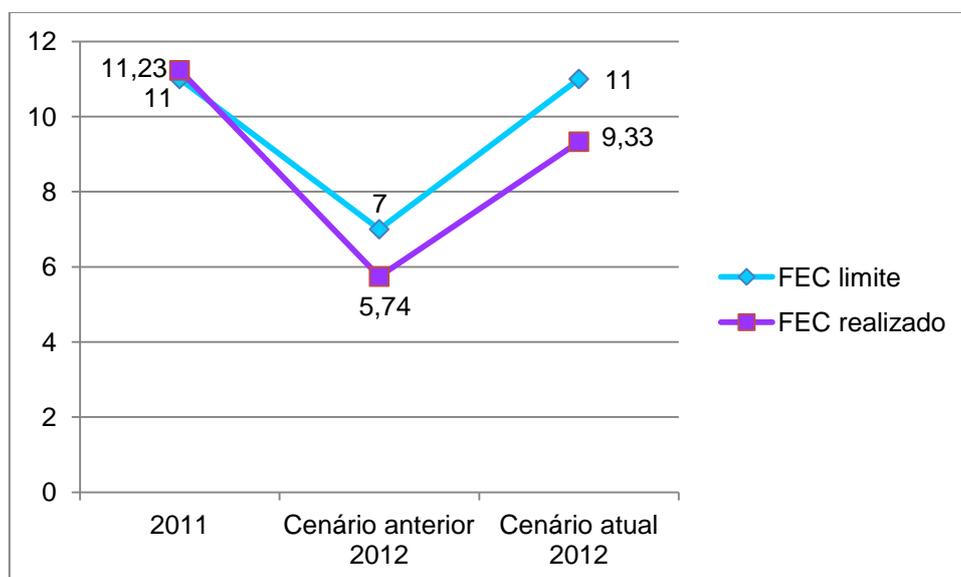
Gráfico 10: Comparação entre os valores limite e realizado de FEC nos cenários anterior e atual no Palmital.
Fonte: Adaptado de COPEL (2011 e 2012).

Quanto ao índice DEC, conforme Gráfico 11, percebe-se claramente que em todo o período considerado o valor realizado pelo Palmital foi superior ao limite anual de 9 e de 6 para o equivalente aos sete primeiros meses de 2012.
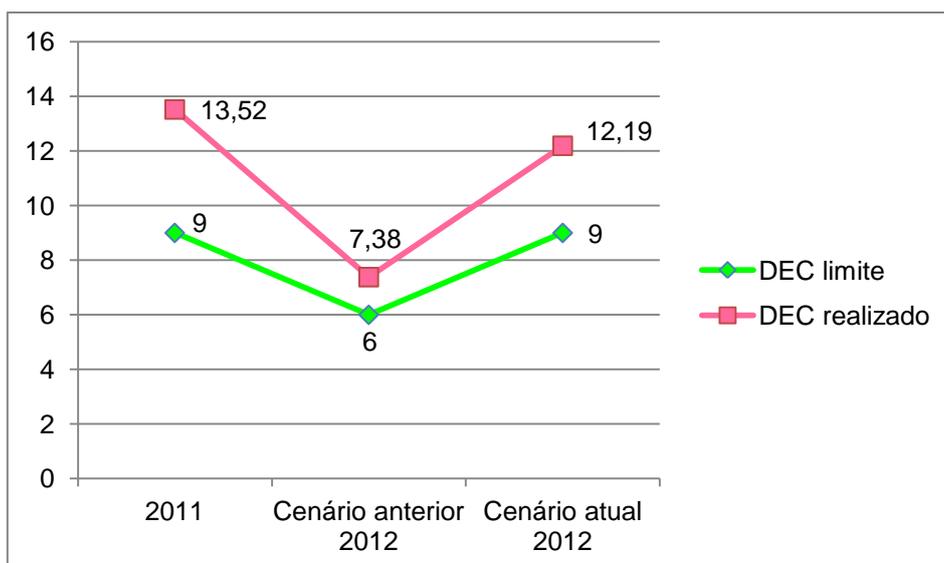
Gráfico 11: Comparação entre os valores limite e realizado de DEC nos cenários anterior e atual no Palmital.
Fonte: Adaptado de COPEL (2011 e 2012).

Comparando os dois cenários somente no ano de 2012, o alimentador Palmital continuou pagando mais por compensações de DIC do que em relação aos indicadores FIC e DMIC, como mostrado no Gráfico 12.
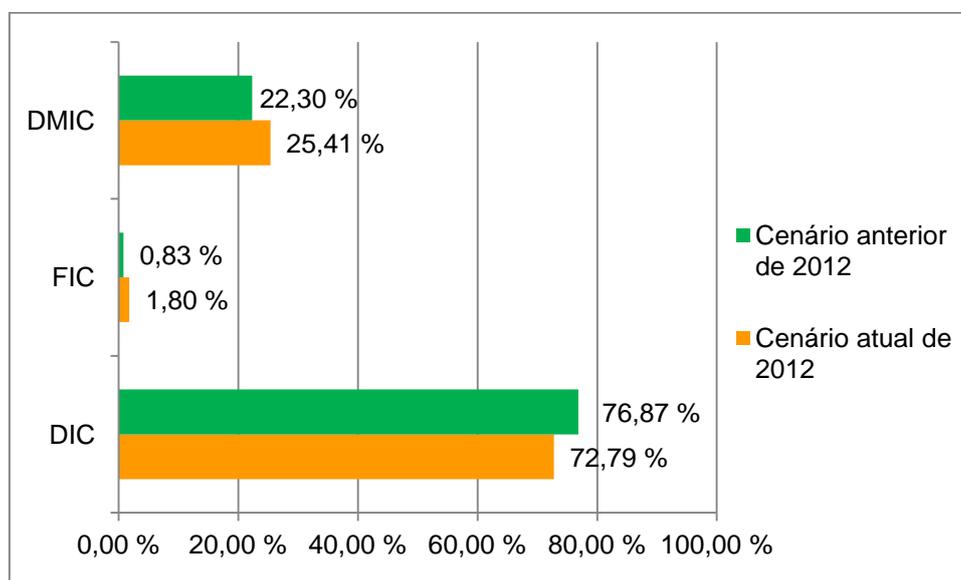
Gráfico 12: Comparação dos percentuais de colaboração de cada indicador nas multas do Palmital nos cenários anterior e atual de 2012.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013d).

Como ocorreram 10 interrupções no período do cenário atual, consideramos para efeito de comparação as 10 últimas interrupções ocorridas

no cenário anterior, sendo 7 delas referentes ao ano de 2011 e as outras 3 dentro do período de janeiro a julho de 2012.

Referente às durações das interrupções e de acordo com as informações de Santos (2013c e 2013d), a duração total das últimas 10 interrupções do cenário anterior foi de 05:45 horas e de 03:04 horas para a mesma quantidade de ocorrências no cenário atual.

Com isso, percebe-se que depois do início da operação do seccionalizador houve uma redução na somatória dos tempos de cada ocorrência. Os indicadores teriam seus valores ainda mais reduzidos caso o religador tivesse operado corretamente em conjunto com o Secc.

Referente aos motivos dos desligamentos, o Gráfico 13 mostra que somente as causas “componente avariado/desrregulado” e “cascas/galhos lançados na RD” foram comuns tanto para as 10 últimas interrupções no cenário anterior quanto para as únicas 10 ocorridas no cenário atual. Sobre estas causas, pode-se atribuir a repetição das mesmas nos dois cenários ao que já foi apresentado anteriormente sobre o conjunto Pinhais, que também se aplica ao alimentador Palmital: “possui áreas de ocupação irregular, áreas de risco para atendimento noturno e grande incidência de furtos e vandalismo aos componentes da rede de distribuição” (COPEL, 2012).
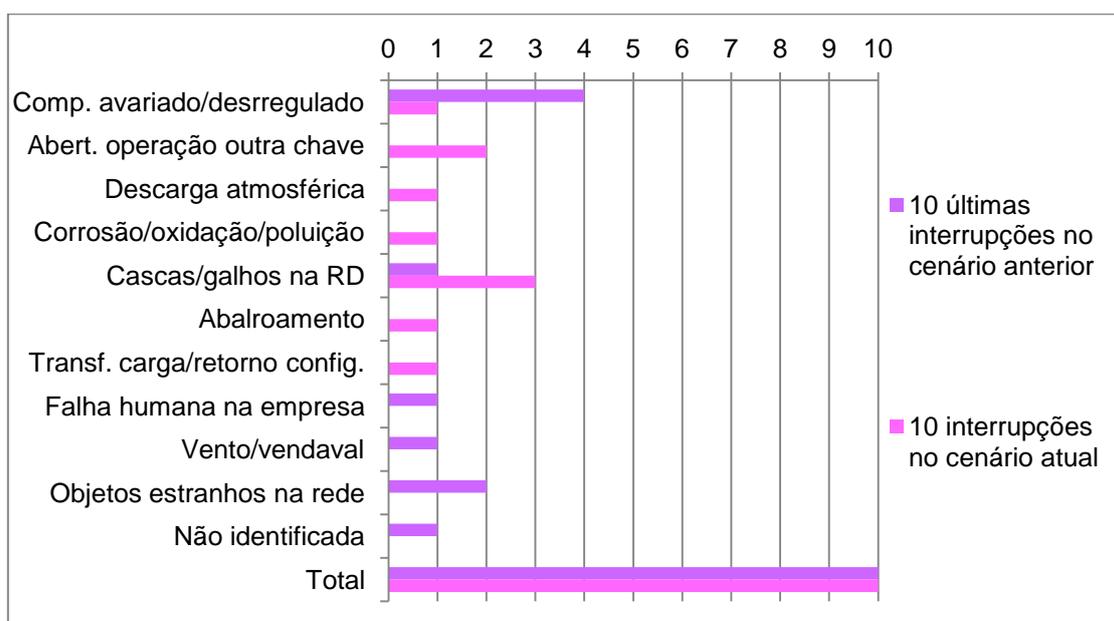
Gráfico 13: Comparação das causas das interrupções entre cenário anterior e atual no Palmital.
Fonte: Adaptado de SANTOS (2013c e 2013d).

Ainda comparando os cenários, mas sob outro ponto de vista, quando não há no tronco de um alimentador um equipamento trifásico com grande capacidade de fechamento em carga (como era o caso do Palmital antes da instalação do Secc), existe a necessidade de seu completo desligamento para que o restabelecimento do circuito seja feito pelo religador da SE, mesmo que inicialmente só um trecho deste alimentador estivesse desligado. Com a instalação do Secc no Palmital, passou-se a ter a possibilidade de religamento de um trecho do alimentador por meio deste equipamento, sem que seja preciso desligar momentaneamente todo o circuito (SANTOS, 2013b).

5.5. EXEMPLO DE ALIMENTADOR COM SECCIONALIZADOR

Assim como a Copel, uma outra concessionária, doravante denominada neste trabalho por concessionária XYZ, também instalou um Secc com o objetivo de reduzir os indicadores de continuidade. O equipamento é do modelo JK-GACSBS-15 da marca Arteche, tecnologia Jin Kwang E&C Corporation (Korea) e possui as mesmas características técnicas do Secc instalado no alimentador Palmital.

A entrada em operação do equipamento na concessionária XYZ ocorreu no início de junho de 2011. Sendo assim, foi considerado dois períodos de análise a partir dos dados obtidos: antes do Secc (correspondente aos meses de janeiro a maio de 2011) e depois do Secc (correspondente aos meses de junho de 2011 a abril de 2012).

Com relação ao indicador DEC, o Gráfico 14 mostra que no período antes do Secc as durações das interrupções foram bem superiores às durações no período depois do Secc.
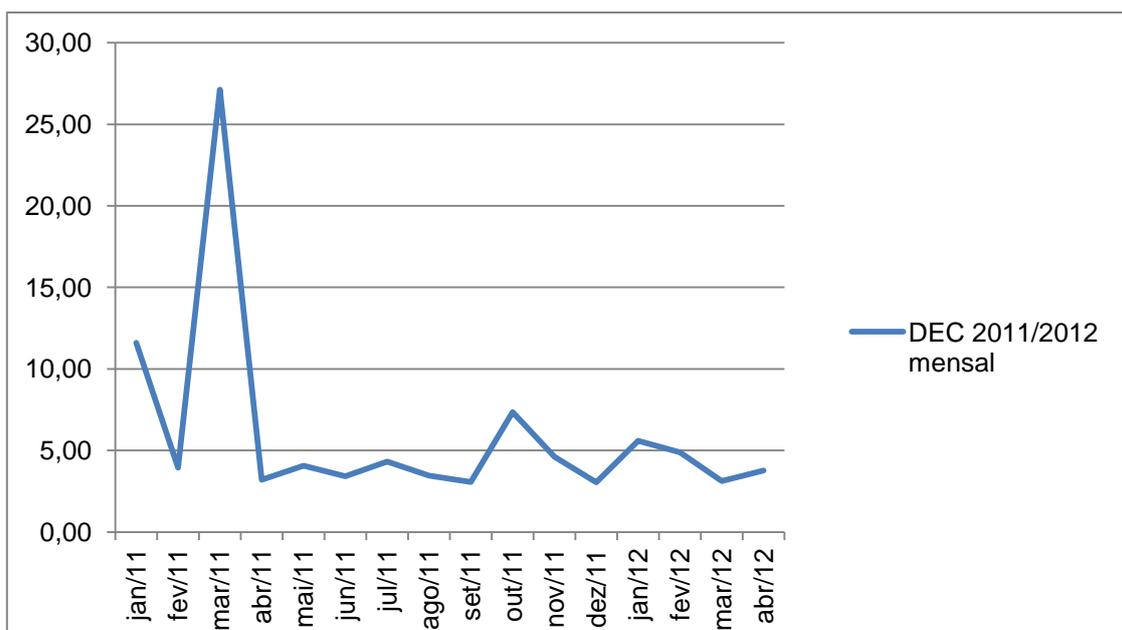
Gráfico 14: DEC dos meses de 2011 e de janeiro a abril de 2012 em um alimentador da concessionária XYZ.
Fonte: Adaptado de SANTOS, Marcelo (2012).

Apesar de alguns meses apresentarem picos de DEC, tanto antes quanto depois do Secc, o valor médio deste indicador apresentou uma considerável redução (58 %) de um período para o outro, conforme mostrado no Gráfico 15.
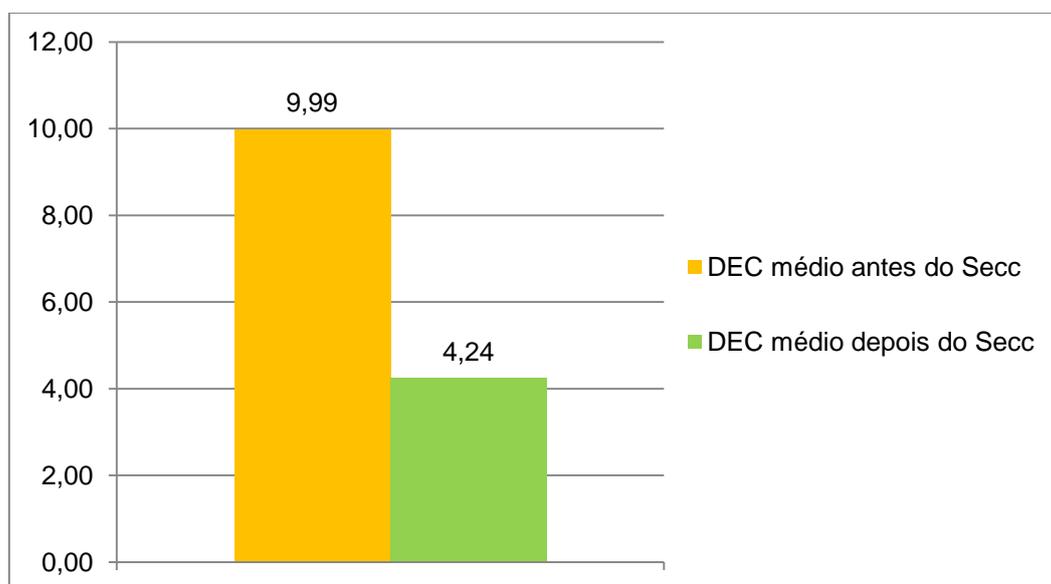
Gráfico 15: Médias do DEC antes e depois do Secc em um alimentador da concessionária XYZ.
Fonte: Adaptado de SANTOS, Marcelo (2012).

Já em relação ao indicador FEC, observa-se pelo Gráfico 16 que as frequências das interrupções ocorreram de forma bastante desigual entre os meses considerados.
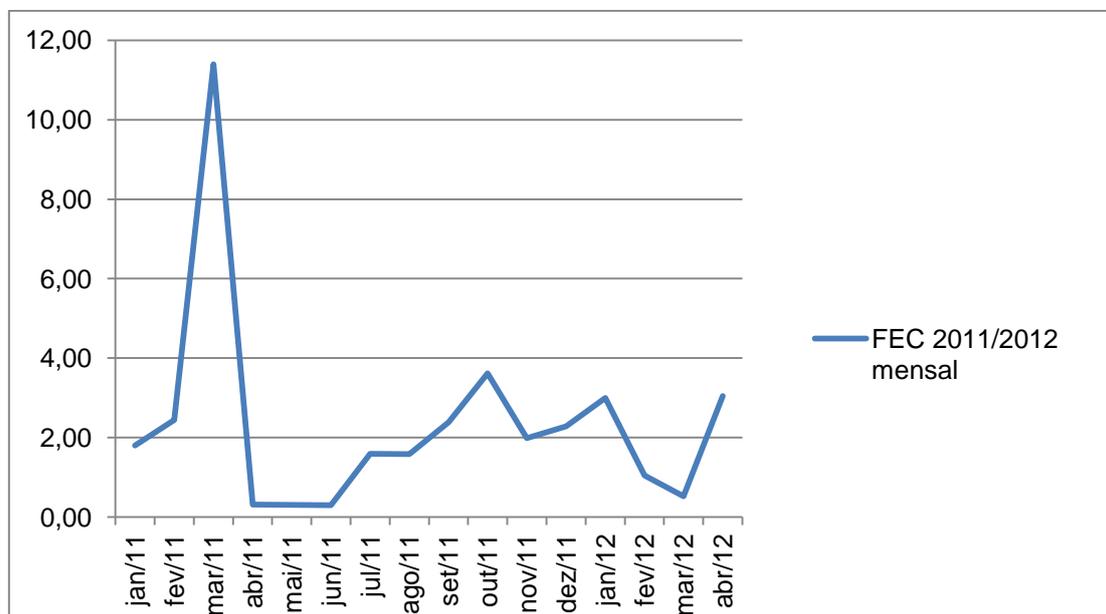
Gráfico 16: FEC dos meses de 2011 e de janeiro a abril de 2012 em um alimentador da concessionária XYZ.
Fonte: Adaptado de SANTOS, Marcelo (2012).

Considerando a média dos valores de FEC do alimentador da concessionária XYZ, percebe-se que a frequência do mês de março de 2011 contribuiu bastante para fazer com que o FEC médio do período antes do Secc fosse maior do que o FEC médio para depois do Secc, conforme indica o Gráfico 17.
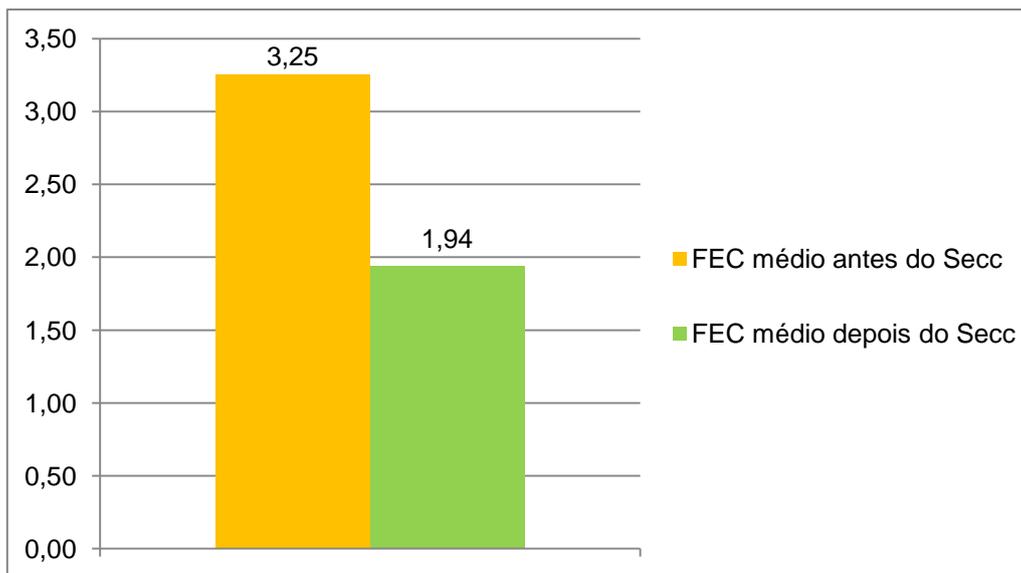
Gráfico 17: Médias do FEC antes e depois do Secc em um alimentador da concessionária XYZ.
Fonte: Adaptado de SANTOS, Marcelo (2012).

Apesar de não se conhecer as características do alimentador da concessionária XYZ e as circunstâncias em que ocorreram as interrupções do fornecimento de energia (se realmente tiveram influência do Secc), a relativa melhora dos indicadores de continuidade (somente em relação aos valores absolutos) depois da instalação do equipamento pode ser atribuída à correta operação deste e à correta escolha do ponto de instalação do mesmo.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O tempo de análise decorrido sobre o alimentador Palmital evidenciou a importância de investimentos nas redes de distribuição, as quais apresentam 80 % das falhas do setor elétrico, como mencionado anteriormente. Tais investimentos são justificados uma vez que o sistema de distribuição é o responsável pelo fornecimento de energia elétrica e, consequentemente pelas multas geradas para a concessionária caso este seja um sistema deficitário.

É importante destacar que a comprovação da eficácia do seccionalizador necessitaria de um tempo maior de estudo do alimentador, de modo a possibilitar uma avaliação mais detalhada com um número maior de operações corretas do equipamento. O tempo de análise da operação do seccionalizador foi pequeno, pois o comportamento esperado dos equipamentos não ocorreu, em função das hipóteses mencionadas anteriormente relacionadas aos ajustes. Nas interrupções ocorridas, as faltas fizeram com que o RA da SE Pinhais atuasse, desligando assim todo o alimentador de forma errônea.

Estender o período despendido no estudo também tornaria possível a automação do Secc, critério de fundamental importância na busca pela redução das durações das interrupções. Com o Secc automatizado, a verificação da sua abertura se daria de forma simples e rápida pelo sistema da Copel, e não somente pela averiguação em campo pelo eletricista da equipe de manutenção ao percorrer o alimentador sob falta. No caso de um alimentador com derivações/ramais (como é o Palmital, por exemplo), poderia acontecer do eletricista de campo percorrer um determinado ramal sendo que o ponto com defeito estaria em outro ramal. Essa situação caracteriza um tempo gasto de forma desnecessária. Com a automação, pode-se evitar que esse tempo contabilize um acréscimo no DEC do alimentador. Outro ponto importante relativo à automação seria que quaisquer ajustes e comandos poderiam ser feitos de forma remota, como por exemplo o fechamento do equipamento.

Além disso, a tratativa com a Copel e o processo de instalação do Secc demoraram mais de 6 meses (de dezembro de 2011 a julho de 2012), o que também acarretou em um tempo menor para a coleta de dados e conclusão

desse trabalho. Os ajustes feitos no religador e no seccionalizador, que não proporcionaram a correta coordenação e seletividade entre os mesmos, influenciaram de forma decisiva nas conclusões apresentadas. Outra dificuldade foi que a análise se restringiu aos dados disponibilizados pela concessionária, que não foram necessariamente os esperados.

Com base nas comparações sobre as interrupções ocorridas nos cenários anterior e atual do alimentador Palmital, concluiu-se que o maior problema está na agilidade de recomposição do circuito após uma falta. Isso se deve ao fato de o DIC ser o indicador que mais contribuiu para as multas, fazendo com que o DEC ultrapassasse os limites estabelecidos pela Aneel para o período considerado. Caso o FEC e/ou o FIC tivesse(m) sido o(s) indicador(es) mais expressivo(s), poderia-se atribuir tal situação à falta de manutenção da rede de distribuição e/ou dos seus componentes.

Por mais que as circunstâncias das interrupções não tenham proporcionado a comprovação da eficácia do Secc quanto a sua influência na redução dos indicadores, pode-se esperar pelo seu princípio de funcionamento que ele tenha uma contribuição positiva no desempenho do alimentador.

6.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com o desenvolvimento deste trabalho, foi possível visualizar algumas outras possibilidades de abordagem dos assuntos correlatos. Dentre elas, destacam-se:

- analisar o comportamento de um alimentador com um seccionalizador automatizado, que traria mais agilidade na detecção de sua abertura e no comando de fechamento;
- considerar a substituição de uma rede de distribuição convencional por uma rede compacta protegida, que não permitiria desligamentos do circuito por faltas devido à cascas/galhos lançados na RD, por exemplo;
- avaliar a viabilidade da implantação de uma rede de distribuição inteligente, com reconfiguração automática.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES ELETROPAULO. **ND-3.001 – Proteção de redes de distribuição aérea primária.** Disponível em: < http://www.aeseletropaulo.com.br/clientes/informacoes/Engenheiros/ManuaiseNormas/Documents/ND-3001.pdf>. Acesso em: 26 mai 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Distribuição de energia elétrica.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=77&idPerfil=2>. Acesso em: 07 set. 2011.

______. **Compensações pagas pela transgressão dos limites de continuidade.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Compensacao_de_Continuidade_Conformidade_v2>. Acesso em: 01 out. 2012.

______. **Equipamentos para o sistema Aneel de monitoração da qualidade da energia elétrica.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/Espec_Equip_Monitoracao_(FINAL).pdf>. Acesso em: 29 set. 2012.

______. **Estrutura da SFE.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=405>. Acesso em: 26 set. 2012.

______. **Monitoramento da qualidade.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=83&idPerfil=2>. Acesso em: 24 set. 2012.

______. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>. Acesso em: 09 abr. 2012.

______. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST.** Módulo 1 - Introdução. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo1_Revisao_4.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2012.

______. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST.** Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2012.

______. **Resolução Aneel nº 024, de 27 de janeiro de 2000.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2000024.pdf>. Acesso em: 08 set. 2011.

______. **Serviços de eletricidade.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=38>. Acesso em: 26 set. 2012.

ALMEIDA, Marcos A. Dias de. **Apostila de proteção de sistemas elétricos.** 2000. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/16830727/Apostila-protecao-UFRN>. Acesso em: 23 mai. 2012.

ARTECHE S/A. **Seccionalizador trifásico isolação a gás SF6 montagem em poste para sistemas de distribuição de 15 kV; 25,8 kV e 38 kV.** Curitiba: Arteche, 2005. 10 p.

BOZZI, Fabricio de Abreu; SILVA, Renato Ferreira. **Trabalho de subestações.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.coe.ufrj.br/~fabriciomtb/Trabalho_Subestaoes_fim.pdf>. Acesso em: 26 mai. 2012.

CARVALHO, Janilson Godinho. **Influência da proteção na qualidade da energia elétrica.** 2010. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010. Disponível em: <http://adm-net-a.unifei.edu.br/phl/pdf/0038234.pdf>. Acesso em: 26 mai. 2012.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO ELETROBRÁS. **Planejamento do sistema de distribuição.** Rio de Janeiro: Campus, 1982.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Boletim performance técnica – DSMCBN**. Curitiba, 2012.

______. **Contribuições para a audiência pública 017/2012 – Tema: indicadores de continuidade DEC FEC.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/017/contribuicao/copel_ap017_2012ic.pdf>. Acesso em: 23 fev. 2013.

______. **Faturas de energia.** Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/fatura/fatura_grupo_b.html#>. Acesso em: 07 set. 2011.

______. **Índices de desempenho – Copel, regionais e conjuntos.** Curitiba, 2011.

CPFL ENERGIA. **Proteção de redes aéres de distribuição – sobrecorrente.** 2006. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=flNVTsd7G8o%3D&tabid=1417&mid=2064>. Acesso em: 31 mar. 2012.

COVRE, Helber Peixoto. **Integração de dados dos sitemas de subestações distribuidoras.** 2011. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-12032012-123239/publico/Dissertacao_Helber_Peixoto_Covre.pdf>. Acesso em: 28 set. 2012.

DECANINI, José Guilherme M. S. **Detecção e classificação de faltas de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica usando lógica nebulosa.** 2008. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia UNESP Câmpus de Ilha Solteira, 2008. Disponível em: <http://www.dee.feis.unesp.br/pos/teses/arquivos/216-dissertacao_jose_guilherme_m_s_decanini.pdf>. Acesso em: 01 mai 2012.

DUARTE, Daniel P. **Automação como recurso de planejamento de redes de distribuição de energia elétrica.** 2008. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-11082008-134751/pt-br.php>. Acesso em: 07 set. 2011.

EDP BANDEIRANTE. **Proteção de redes de distribuição aérea primária.** 1987. Disponível em: < http://www.bandeirante.com.br/energia/tecnicos/normas_padroes_especificacoes/pdf/protecao_de_redes_de_distribuicao_area_primaria.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2012.

FERREIRA, Flávio A. L. **Metodologia para reconfiguração de redes de distribuição trifásicas assimétricas e não balanceadas com geração distribuída.** 2010. 145 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2010. Disponível em: <http://tede.pucrs.br/tde_arquivos/11/TDE-2010-06-02T121143Z-2604/Publico/423821.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2012.

FERREIRA, Gustavo Dorneles. **Otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras.** 2009. 182 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009. Disponível em: < http://www.dominiopublico.gov.br/download/texto/cp131235.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2012.

GIGUER, Sérgio. **Proteção de sistemas de distribuição.** 1 ed. Porto Alegre: Sagra, 1988.

MARTINHO, Edson. **Distúrbios da energia elétrica.** São Paulo: Érica, 2009.

MARTINS, João Roberto Deroco. **Detecção e classificação de curtos-circuitos em sistemas de distribuição usando rede neural artificial ARTMAP nebulosa.** 2010. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2010. Disponível em: <http://www.athena.biblioteca.unesp.br/exlibris/bd/bis/33004099080P0/2010/martins_jrd_me_ilha.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **A Aneel.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/entidades_vinculadas/aneel.html>. Acesso em: 09 abr. 2012.

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO. **Qualidade do serviço de energia elétrica.** Disponível em: <http://www.abrasil.gov.br/avalppa/site/content/av_prog/08/35/prog0835.htm>. Acesso em: 28 set. 2012.

O SETOR ELÉTRICO. **Proteção e Seletividade.** Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed50_marco_protecao_seletividade_capIII.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2013.

PARADELO JUNIOR, Romildo de C. **Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem**

probabilística. 2006. 233 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31082006-165537/publico/DissertacaoRomildo200605150822.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2012.

PRAZERES, Romildo Alves. **Redes de distribuição de energia elétrica e subestações.** Curitiba: Base Didáticos, 2008.

ROMERO, Marcel Eduardo Viotto. **Alocação de chaves para transferências automáticas de cargas entre subestações utilizando algoritmo busca tabu reativa.** 2009. 72 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009. Disponível em: <http://www.dee.feis.unesp.br/pos/teses/arquivos/256-dissertacao_marcel_romero.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2012.

SALMAZO, Fabricio; SUCHEVICZ, Leomar; TONETTI, Marcio. **Estudo comparativo técnico-econômico entre redes de distribuição convencional e compacta protegida estudo de caso: alimentadores urbanos da superintendência de distribuição leste da Copel.** 2007. 141 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2007.

SANTOS, Gelson dos. **Croqui da instalação do Secc.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <laricasadei.b@gmail.com> em 08 mar. 2012a.

______. **Definição de interrupções Acidental, Voluntária, Programada.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <lcb@arteche.com.br> em 08 fev. 2013a.

______. **Entrevista concedida pelo Departamento de Serviços e Manutenção Curitiba Norte na Companhia Paranaense de Energia, Paraná.** Curitiba, 01 mar. 2012b.

______. **Entrevista concedida pelo Departamento de Serviços e Manutenção Curitiba Norte na Companhia Paranaense de Energia, Paraná.** Curitiba, 05 mar. 2013b.

______. **Informações sobre o alimentador Palmital.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <lcb@arteche.com.br> em 07 fev. 2013c.

______. **Secc.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <lcb@arteche.com.br> em 17 jan. 2013d.

______. **TCC – diagrama unifilar do alimentador.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <mandachan_@hotmail.com> em 12 jan. 2012c.

SANTOS, Marcelo da Silva. **Evolução DEC FEC dos alimentadores solicitados.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <lcb@arteche.com.br> em 25 mai. 2012.

SILVA, Luis G. W. da. **Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2002. 89 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", 2002. Disponível em: <http://www.dee.feis.unesp.br/pos/teses/arquivos/017-tese_luis_gustavo_wesz_da_silva.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2012.

SOUSA, Fabiano de. **Estudo e projeto elétrico básico de uma subestação.** 2007. 131 f. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2007. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/34604045/TCC-Subestacao#outer_page_20>. Acesso em: 15 mai. 2012.

SOUZA, Euzébio D. de; SILVEIRA, Francisco T.; GALVANI, Gustavo T. de A. Coordenação entre religador e seccionalizador em redes de distribuição. **E-xacta,** Belo Horizonte, v. 4, n. 3, dez. 2011. Disponível em: <http://www.unibh.br/revistas/exacta/>. Acesso em: 31 mar. 2012.

SOUZA, Fabiano Alves de. **Detecção de falhas em sistemas de distribuição de energia elétrica usando dispositivos programáveis.** 2008. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008. Disponível em: <http://www.dee.feis.unesp.br/pos/teses/arquivos/228-dissertacao_fabiano_alves_de_souza.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2012.

VIALICH, André L.; SANTOS, Gelson dos; MARUCCO, Luiz A. Z. **Gestão da informação aplicada à manutenção de redes de distribuição de energia elétrica como determinante na diminuição do DIC/FIC/DMIC.** 2011. 113 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Tecnologia em Eletrotécnica com ênfase em Gestão Comercial. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

VICENTINI, Otavio H. S. **Proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição.** 2003. 158 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003. Disponível em: <http://www.lat-efei.org.br/Dissertacoes/Otavio_Vicentini.pdf>. Acesso em: 22 mai 2012.

VIEIRA, Valdir dos Santos; SILVA, Leopoldo Sergio da. **Estudo de alternativas para melhoria dos indicadores DEC e FEC no ramal alimentador XYZ, de rede de distribuição de energia elétrica de 13,8 kV.** 2008. 75 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Tecnologia em Eletrotécnica com ênfase em Gestão Comercial. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2008.

ANEXO A - Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

Tensão nominal do Barramento	***Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]***
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13{,}8kV$	8
$13{,}8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

ANEXO B - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica		Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]			
		$V_n \leq 1$ kV	1 kV < $V_n \leq$ 13,8 kV	13,8 kV < $V_n \leq$ 69 kV	69 kV < V_n < 230 kV
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

ANEXO C - Fluxograma do processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade